

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком (пласт M_1+PZ) на нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область)»

УДК 622.243.23-024.17(1-198.6)(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5В	Черников Михаил Игоревич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Минаев Константин Мадестович	К.Х.Н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Башкиров Иван Александрович	-		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Кашук Ирина Вадимовна	К.Т.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Черемискина Мария Сергеевна	-		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	-		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
P1	Приобретение <i>профессиональной эрудиции и широкого кругозора</i> в области <i>математических, естественных и социально-экономических наук</i> и использование их в профессиональной деятельности
P2	Уметь анализировать <i>экологические последствия</i> профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение <i>безопасных условий труда</i>
P3	Уметь <i>самостоятельно учиться</i> и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности
P4	Грамотно решать <i>профессиональные инженерные задачи</i> с использованием <i>современных образовательных и информационных технологий</i>
P5	Управлять <i>технологическими процессами</i> , эксплуатировать и обслуживать <i>оборудование нефтегазовых объектов</i>
P6	Внедрять в практическую деятельность <i>инновационные подходы</i> для достижения конкретных результатов
P7	Эффективно работать <i>индивидуально и в коллективе</i> по <i>междисциплинарной тематике</i> , организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику
P8	Осуществлять <i>маркетинговые исследования</i> и участвовать в создании проектов, повышающих <i>эффективность использования ресурсов</i>
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые <i>данные для экспериментально-исследовательской деятельности</i> в нефтегазовой отрасли
P10	<i>Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать</i> экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием <i>современных методов моделирования и компьютерных технологий</i>
P11	Способность применять знания, современные методы и <i>программные средства проектирования</i> для составления <i>проектной и рабочей и технологической документации</i> объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП _____

 Ю.А. _____
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

Максимова

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

Студенту:

Группа	Фамилия Имя Отчество
2Б5В	Черникову Михаилу Игоревичу

Тема работы:

«Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком (пласт М ₁ +РЗ) на нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область)»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 1020/с от 08.02.2019

Срок сдачи студентом выполненной работы:	30 мая 2019
--	-------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Геолого-технические условия бурения скважины на нефтегазоконденсатном месторождении (Томской области).
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ul style="list-style-type: none"> • Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины • Обоснование конструкции скважины (Обоснование конструкции эксплуатационного забоя, построение совмещенного графика давлений, определение числа обсадных колонн и глубины их спуска, выбор интервалов цементирования, расчет диаметров скважины и обсадных колонн, разработка схем обвязки устья скважины); • Углубление скважины (Выбор способа бурения; выбор породоразрушающего инструмента, расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород, расчет частоты вращения долота, выбор и обоснование типа забойного двигателя, выбор компоновки и расчет бурильной колонны, обоснование типов и компонентного состава буровых растворов, выбор гидравлической программы промывки скважины, технические средства и режимы бурения при отборе керна; • Проектирование процессов заканчивания скважин (Расчет обсадных колонн, расчет процессов цементирования скважины, выбор технологической оснастки обсадных колонн, проектирование процессов испытания и освоения скважин); • Выбор буровой установки • Анализ причин и методов ликвидации прихватов бурильных и обсадных колонн
Перечень графического материала <i>с точным указанием обязательных чертежей</i>	1. ГТН (геолого-технический наряд) 2. КНБК (компоновка низа бурильной колонны)

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Кашук Ирина Вадимовна, к.т.н., доцент отделения социально-гуманитарных наук
Социальная ответственность	Черемискина Мария Сергеевна, ассистент отделения общетехнических дисциплин
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
1. Общая и геологическая часть	
2. Технологическая часть	
3. Применение технологии гибридных долот	
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
5. Социальная ответственность	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	4 февраля 2019 года
---	---------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Минаев Константин Мадестович	к.х.н.		
ассистент	Башкиров Иван Александрович	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5В	Черников Михаил Игоревич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5В	Черникову Михаилу Игоревичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	СНиП IV-5-82. Сборник 49. Скважины на нефть и газ; рыночные цены.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы времени на бурение согласно ЕНВ; расходование ресурсов согласно технологической части проекта.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Взносы во внебюджетные организации – 30%; НДС – 20%.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)	Потенциальные потребители проекта; SWOT-анализ.
2. Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР	Нормативная карта строительства скважины; линейный график проведения работ.
3. Составление сметы инженерного проекта	Сметный расчет стоимости бурения и крепления скважины; сводный сметный расчет.
4. Оценка ресурсной, финансовой, социальной, бюджетной эффективности ИР и потенциальных рисков	Расчет интегральной финансовой эффективности внедрения новой технологии.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

1. Матрица SWOT
2. Линейный календарный график
3. Нормативная карта

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	4 февраля
--	-----------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кашук Ирина Вадимовна	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5В	Черников Михаил Игоревич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту

Группа	ФИО
2Б5В	Черникову Михаилу Игоревичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шум, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) – негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) – чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера) 	<p>Объект исследования: строительство эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком и комбинированной эксплуатационной колонной на нефтегазоконденсатном месторождении Томской области.</p>
---	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>2. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства) 	<p>Проанализировать возможные вредные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – отклонение показателей микроклимата; – повышенный уровень вибрации и шума; – статическое электричество; – недостаток естественного и/или искусственного освещения; – воздействие патогенных/условно патогенных микроорганизмов; – физические перегрузки.
<p>3. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения) 	<p>Проанализировать возможные опасные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – движущие машины и механизмы; – падение объектов на работающего; – падение работающего с высоты; – потенциально-опасные разрушительные свойства технологического оборудования; – пожаровзрывоопасность; – воздействие химических/газообразных агентов.
<p>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий 	<p>Провести анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин и составить мероприятия по предупреждению и ликвидации ЧС.</p>

<p>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны 	<p>Рассмотреть специальные правовые нормы трудового законодательства (на основе инструкций по охране труда при производстве инженерно-геологических изысканий). Рассмотреть организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны (организация санитарно-бытового обслуживания рабочих).</p>
---	--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	4 февраля 2019
--	----------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна	—		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5В	Черников Михаил Игоревич		

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Уровень образования: бакалавриат
 Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения: осенний / весенний семестр 2018/2019 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	30 мая 2019
--	-------------

Дата Контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	1. Геологическая и технологическая части	65
	2. Специальная часть и графические приложения	30
	3. Предварительная защита	5

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Минаев Константин Мадестович	к.х.н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Башкиров Иван Александрович	-		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	-		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа (ВКР) состоит из 78 страниц, 7 рисунков, 32 таблиц, 47 источников литературы, 2 листов графического материала и 11 приложений.

Ключевые слова: строительство скважины, бурение, проектирование, буровое долото, бурение на хвостовике, винтовой забойный двигатель, эластомер, профиль скважины, отход, обсадная колонна, цементирование скважины.

Объектом ВКР служит эксплуатационная скважина месторождения Х Томской области.

Целью данной работы является проектирование технологии бурения строительства нефтегазоконденсатной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком 700 метров и глубиной 3095 метров. В результате выполнения работы были спроектированы: конструкция скважины, технология проводки и заканчивания. Была выбрана буровая установка для ведения работ, предложена компания - исполнитель, рассчитана общая стоимость строительства скважины.

Все технологические решения для скважины приведены с учётом современных достижений в области техники и технологии строительства скважины.

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

– **скважина:** цилиндрическая горная выработка в земной коре, сооружаемая без доступа в неё человека, которая характеризуется относительно небольшим диаметром по сравнению с ее длиной.

– **горизонтальная скважина:** скважина, вскрывающая продуктивный пласт на интервале, превышающем мощность пласта не менее чем вдвое.

– **хвостовик:** потайная обсадная колонна, не доходящая до устья скважины.

– **газонефтеводопроявление:** поступление пластового флюида (газ, нефть, вода или их смесь) в ствол скважины, не предусмотренное технологией работ, создающее опасность выброса бурового раствора (промывочной жидкости) и открытого фонтанирования.

В данной работе применены следующие обозначения и сокращения с соответствующими расшифровками

ВЗД – винтовой забойный двигатель;

ГНВП – газонефтеводопроявление;

ГНО – глубинно-насосное оборудование;

КИН – коэффициент извлечения нефти;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

ПАЦ – полианионная целлюлоза;

СИЗ – средства индивидуальной защиты;

СНС – статическое напряжение сдвига;

СПО – спуско-подъемные операции;

УБТ – утяжеленные бурильные трубы;

ТБТ – толстостенные бурильные трубы;

ТБПК – трубы бурильные с приваренными замками.

При многократном упоминании устойчивых словосочетаний могут быть дополнительно установлены сокращения, применяемые только в данном тексте.

Оглавление

Введение.....	16
1 Общая и геологическая часть	17
1.1 Геологические условия бурения.....	17
1.2 Характеристика газонефтеводоносности месторождения.....	17
1.3 Зоны возможных осложнений	17
2 Технологическая часть	18
2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины.....	18
2.2 Обоснование конструкции скважины	21
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя.....	22
2.2.2 Построение графика совмещённых давлений.....	23
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	23
2.2.4 Выбор интервалов цементирования.....	24
2.2.5 Расчёт диаметров скважин и обсадных колонн	25
2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн	25
2.3 Углубление скважины	27
2.3.1 Выбор способа бурения.....	27
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента	27
2.3.3 Расчёт осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород.....	29
2.3.4 Расчёт частоты вращения долота	29
2.3.5 Проектирования частоты параметров забойного двигателя по интервалам бурения	30
2.3.6 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны.....	32
2.3.7 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	34
2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины	38
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин	41
2.4.1 Расчет обсадных колонн.....	41
2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений	43

2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине	44
2.4.2 Расчет процессов цементирования скважины	45
2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн	45
2.4.2.2 Расчет объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов	45
2.4.2.3 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования.....	46
2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн	48
2.4.4 Проектирование процессов освоения скважин	49
2.4.4.1 Выбор жидкости глушения.....	49
2.4.4.2 Выбор типа перфоратора и расчет количества рейсов	50
2.4.4.3 Выбор типа пластоиспытателя	50
2.5 Выбор буровой установки.....	51
3 Анализ причин и методов ликвидации прихватов бурильных и обсадных колонн.....	52
3.1 Классификация прихватов	53
3.2 Разновидности прихватов, условия их возникновения	53
3.2.1 Прилипание колонны труб к стенке скважины под действием перепада давления	53
3.2.2 Прихваты вследствие заклинивания низа колонн труб	54
3.2.3 Прихваты вследствие сальникообразования.....	54
3.2.4 Прихваты вследствие нарушения устойчивого состояния пород.....	54
3.2.4.1 Прихваты, вследствие обвалов в пластах с неуплотненной породой	54
3.2.4.2 Прихваты, вызванные осыпями пластов с трещинами и разломами	55
3.2.4.3 Прихваты, вызванные подвижными пластами	55

3.2.4.4 Прихваты в пластах с высокой реакционной способностью	55
3.2.5 Прихват вследствие желобообразования.....	55
3.2.6 Прихваты, связанные с заклиниванием колонн посторонними предметами	56
3.2.7 Прихваты, происшедшие вследствие нарушения режима промывки	56
3.2.8 Прихваты, вызванные сложной геометрией ствола скважины	56
3.2.9 Прихваты, вызванные смятием обсадной колонны.....	56
3.2.10 Прихваты, вызванные осыпями цементных блоков.....	56
3.3 Меры профилактики прихватов	57
3.3.1 Основные правила предупреждения прихватов при проектировании строительства скважин	57
3.4 Способы ликвидации прихватов	58
3.4.1 Расхаживание.....	58
3.4.2 Гидровибрирование колонны труб	59
3.4.3 Гидроимпульсный способ (ГИС)	59
3.4.4 Метод снижения уровня бурового раствора в скважине	60
3.4.5 Установка жидкостных ванн.....	60
3.4.6 Применение взрывного способа ликвидации прихватов.....	61
3.4.7 Применение технических ударных механизмов.....	62
3.5 Выбор метода ликвидации	63
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	65
4.1 Оценка коммерческого потенциала инженерных решений.....	65
4.1.1 Потенциальные потребители проекта.....	65
4.1.2 SWOT-анализ.....	65
4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины	66
4.2.1 Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины .	66
4.2.2 Определение рейсовой, механической и коммерческой скоростей бурения	68

4.2.3 Линейный календарный график выполнения работ.....	69
4.3 Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли (НГО)	70
4.4 Расчет эффективности мероприятия по внедрению новой техники и технологии	71
5 Социальная ответственность	72
5.1 Производственная безопасность	73
5.1.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов, обоснование мероприятий по защите персонала буровой от их действия	73
5.1.2 Вредные производственные факторы	73
5.1.3 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	76
5.2 Экологическая безопасность.....	78
5.2.1 Анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду	78
5.2.2 Обоснование решений по обеспечению экологической безопасности	78
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	80
5.3.1 Анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин ..	80
5.3.2 Обоснование мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС...	80
5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	81
5.4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства.....	81
5.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.....	81
Заключение	83
Список литературы	84
Приложение А	88
Приложение Б.....	93
Приложение В	94
Приложение Г	96

Приложение Д	99
Приложение Е.....	100
Приложение Ж	102
Приложение И	110
Приложение К	113
Приложение Л	125
Приложение М	126

Введение

Значение нефти и газа для современного мира и, конечно, для нашей страны трудно переоценить. Главным в развитии этих отраслей является бурение скважин различного назначения. И это не потому, что оно наиболее капиталоемкая часть всего цикла: от поиска нефти и газа до их добычи и доставки потребителю. Это ещё защита окружающей среды и охрана глубинных недр, поскольку в них остается до 50% нефти после 20–50 лет их разработки.

Перед строительством каждой очередной скважины стоит задача снижения материальных и сырьевых потерь. Это может быть достигнуто за счет совершенного вскрытия пласта с минимальным загрязнением его призабойной зоны с целью получения максимального дебита на каждом периоде его эксплуатации и максимальной нефтеотдачи, внедрением автоматизации и механизации трудоемких работ, повышением качества материалов и т.д. [1].

В рамках данной выпускной квалификационной работы представлены технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком на нефтегазоконденсатном месторождении в заданных геологических условиях.

В специальной части рассмотрен вопрос возникновения прихватов бурильных и обсадных колонн. Приведена классификация и проанализированы причины возникновения прихватов, а также рассмотрены методы их ликвидации.

1 Общая и геологическая часть

1.1 Геологические условия бурения

Проектный стратиграфический разрез по проектируемой скважине представлен в таблице А.1. Литологический состав горных пород представлен в таблице А.2. Физико-механические условия бурения, а также свойства горных пород по разрезу скважины представлены в таблице А.3. Градиенты температур, давлений гидроразрыва, горного давления, а также порового давления представлены в таблице А.4, приложение А.

Интервал 0–3150 сложен преимущественно глинами и песчаниками с переслаивающимися алевролитами, аргиллитами и известняками. В разрезе представлены мягкие, средние и твердые породы, что определяет выбор породоразрушающего инструмента с сочетанием параметров режима бурения, обеспечивающих наивысшую механическую скорость бурения.

Интервалов, несовместимых по условиям бурения – нет, однако при строительстве скважины применяется двухколонная конструкция скважины. Это связано с тем, что при проверочном расчете глубины спуска кондуктора на условие предотвращения гидроразрыва пород у его башмака, условие проходит только при значении в 1900 м. Глубина спуска кондуктора принимается равной 700 м (704 м по стволу), с целью перекрытия неустойчивых пород верхних интервалов разреза, а также для предотвращения осложнений при бурении под техническую колонну, связанных с кавернообразованием, сужением ствола за счет разбухания глинистых пород и потери устойчивости стенок ствола. Глубина спуска технической колонны принимается равной 1900 м (2066 м и по стволу).

1.2 Характеристика газонефтеводоносности месторождения

Характеристика газонефтеводоносности месторождения представлена в таблице Б.1 приложение Б.

1.3 Зоны возможных осложнений

Возможные осложнения по разрезу скважины представлены в приложении В, в таблице В.1.

2 Технологическая часть

2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

Проектный профиль скважины должен отвечать нескольким требованиям, в числе которых: выполнение скважиной поставленной задачи при требуемом качестве; вскрытие пласта (геологического объекта) в заданной точке при допустимых отклонениях от нее; максимально высокие дебит скважины и коэффициент извлечения нефти; максимально возможное сохранение коллекторских свойств продуктивного горизонта; оптимальное соотношение затрат средств и времени на сооружение скважины.

Исходя из технического задания на бурение скважины: угол входа в пласт не менее 80 градусов, максимальная интенсивность изменения зенитного угла до зоны ГНО 1,5 град/10 м, после зоны ГНО 3,0 град/10 м, в зоне ГНО 0,18 град/10 м, глубина спуска эксплуатационной колонны – 3075 метров, отход точки вскрытия продуктивного пласта от горизонтали – 1450 м, длина горизонтального участка – 700 м, было принято решение заменить 5-ти на 6-ти интервальный профиль скважины. Использование ГНО накладывает определенные ограничения на профиль скважины, а именно: в зоне установки ГНО зенитный угол не должен превышать 60 градусов; для создания депрессии на пласт ГНО необходимо спускать в интервал стабилизации угла на минимально установленную длину ствола от кровли пласта. По данным расчета для обеспечения выше перечисленных условий в 5-ти интервальном профиле зенитный угол в интервале установки ГНО будет стремиться к 60 градусам, что может осложнить работу насосного оборудования и увеличить износ его компонентов.

Проектируемый пятиинтервальный профиль скважины с горизонтальным участком представлен на рисунке 1.

Расчётные данные по проектированию профиля ствола скважины представлены в таблице 1.

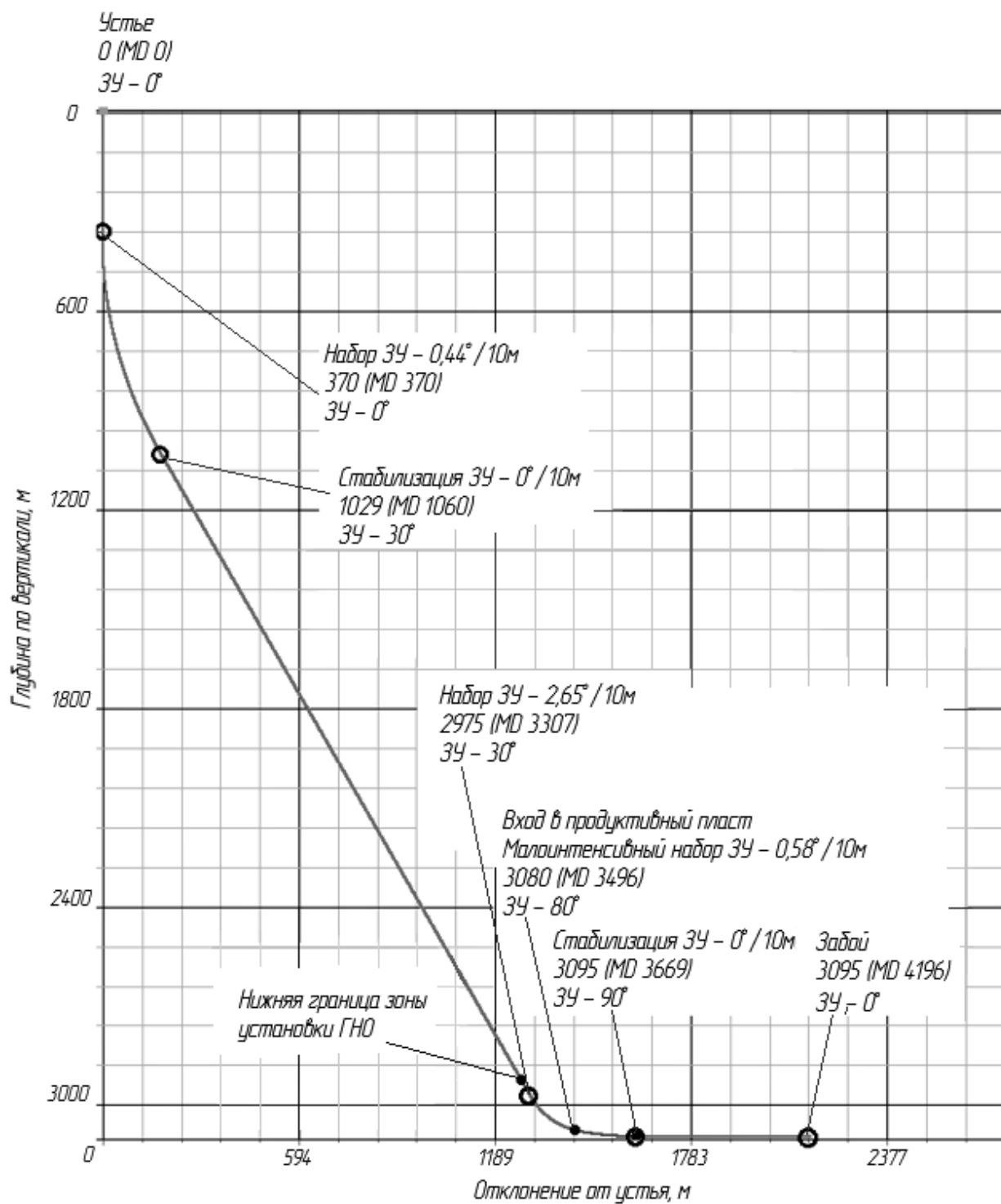


Рисунок 1 – Проектный профиль скважины

Таблица 1 – Данные по запроектированному профилю скважины

Тип профиля		Шестиинтервальный профиль с горизонтальным участком ствола									
Исходные данные для расчета											
Глубина скважины по вертикали, м				3095		Интенсивность искривления на участке набора зенитного угла, град/10 м				0,435	
Глубина вертикального участка скважины, м				370		Интенсивность искривления на втором участке набора зенитного угла, град/10 м				2,645	
Отход скважины, м				1450		Интенсивность искривления на участке падения зенитного угла, град/10 м				-	
Длина интервала бурения по пласту, м				700		Интенсивность искривления на участке малоинтенсивного набора зенитного угла зенитного угла, град/м				0,058	
Предельное отклонение оси горизонтального участка от кровли пласта в поперечном направлении, м				-		Зенитный угол в конце участка набора угла, град				30,00	
Предельное отклонение оси горизонтального участка от подошвы пласта в поперечном направлении, м				-		Зенитный угол в конце второго участка набора угла, град				80	
Зенитный угол в конце участка малоинтенсивного набора угла, град				90		Зенитный угол при входе в продуктивный пласт, град				80	
№ Интервала	Длина по вертикали			Отход			Зенитный угол		Длина по стволу		
	от	до	всего	от	до	всего	в начале	на конце	от	до	всего
1	0	370,00	370,00	0	0	0	0	0	0	370,00	370,00
2	370,00	1028,57	658,57	0	176,46	176,46	0	30	370,00	1059,66	689,66
3	1028,57	2975,00	1946,43	176,46	1300,23	1123,77	30	30	1059,66	3307,20	2247,54
4	2975,00	3080,00	105	1300,23	1450,19	149,96	30	80	3307,20	3496,20	189
5	3080,00	3095,00	15,00	1450,19	1621,64	171,45	80	90	3496,20	3668,52	172,32
6	3095,00	3095,00	0,0	1621,64	2149,32	527,68	90	90	3668,52	4196,20	527,68
Итого	Σ		3095	Σ		2149,32	-	-	Σ		4196,20

2.2 Обоснование конструкции скважины

Обоснование конструкции скважины представлено в таблице 2.

Таблица 2 – Обоснование конструкции скважины

Наименование колонн	Диаметр колонн, мм	Глубина спуска колонн по вертикали (по стволу), м	Назначение обсадных колонн, обоснование выбора секционности, глубина спуска колонны и способа цементирования
1	2	3	4
Направление	426	30 (30)	Для предотвращения размыва устья, поглощения бурового раствора с потерей циркуляции при бурении под кондуктор, а также для перекрытия водонасыщенных песков и песчаников, в конструкции скважины предусмотрена установка направления. Направление спускается на глубину 30 м, комплектуется обсадными трубами $\varnothing 426$ мм с резьбовыми соединениями ОТТМА. Оснастка направления включает направляющий башмак, центрирующие фонари и обратный клапан типа ЦКОД. Цементирование осуществляется до устья одной порцией тампонажного раствора с применением цемента для холодных и умеренных температур (ПЦТ-I-50).
Кондуктор	323,9	700 (704)	С целью перекрытия неустойчивых пород верхних интервалов разреза, а также для предотвращения осложнений при бурении под техническую колонну, связанных с кавернообразованием, сужением ствола за счет разбухания глинистых пород и потери устойчивости стенок ствола, глубина спуска кондуктора принимается 700 м (704 м. по стволу). Колонна комплектуется обсадными трубами $\varnothing 323,9$ мм с резьбовыми соединениями ОТТМА. Оснастка кондуктора включает направляющий башмак, центрирующие фонари и обратный клапан типа ЦКОД. Цементируется до устья двумя порциями тампонажного раствора. Накондуктор устанавливается противовыбросовое оборудование.

Окончание таблицы 2

1	2	3	4
Техническая	244,5	1900 (2066)	С целью перекрытия неустойчивых пород верхних интервалов разреза, а также для предотвращения осложнений при бурении под техническую колонну, связанных с осыпями, обвалами стенок скважины и предотвращения разрыва пород в случае ГНВП, глубина спуска технической колонны принимается 1900 м (2066 м по стволу). Колонна комплектуется обсадными трубами $\varnothing 244,5$ мм с резьбовыми соединениями ОТТМА. Оснастка кондуктора включает направляющий башмак, центрирующие фонари и обратный клапан типа ЦКОД. Цементирование колонны осуществляется одноступенчатым способом двумя порциями тампонажного раствора с подъёмом выше башмака кондуктора на 500м.
Эксплуатационная	177,8	3075 (3474)	Эксплуатационная колонна спускается на глубину 3075 м (3474 м по стволу). Цементирование колонны осуществляется одноступенчатым способом двумя порциями тампонажного раствора с подъёмом выше башмака технической колонны на 500 м. Комплектуется обсадными трубами отечественного производства диаметром 177,8 мм с резьбовыми соединениями ОТТГА. Оснастка эксплуатационной колонны включает направляющий башмак, обратный клапан типа ЦКОДУ и центрирующие фонари.
Хвостовик	127	3095 (4196)	Хвостовик устанавливается в интервале 2903 – 3095 м (3224–4196 м по стволу). Комплектуется обсадными трубами зарубежного производства диаметром 127,0 мм с резьбовыми соединениями «butfress». Оснастка хвостовика включает комплекс ПХЦЗ.127/178 с центрирующими фонарями и жесткими центраторами. Цементирование хвостовика осуществляется одной порцией тампонажного раствора по всей длине.

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

В связи с неустойчивостью отложений и согласно техническому заданию для вскрытия Палеозойских отложений выбираем для использования забой закрытого типа [1].

Условием для выбора конструкции эксплуатационного забоя является проводка горизонтального участка скважины через хемогенные породы, сложенные палеозойскими отложениями. В связи с этим, согласно

рекомендациям для вскрытия Палеозойских отложений, приоритетна в качестве способа заканчивания скважины конструкция забоя с цементируемым хвостовиком в интервале продуктивного пласта [1].

В качестве подвески примем подвесной комплекс ПХЦЗ.127/178, включающий в своей конструкции – якорь, основной гидравлический разъединитель и механический разъединитель в качестве резервного.

Указанный способ заканчивания позволит предотвратить обрушение стенок скважины.

2.2.2 Построение графика совмещённых давлений

Построим график совмещённых давлений для определения числа обсадных колонн и определения интервалов, несовместимых по условиям бурения рисунок Г.1, приложение Г.

Из графика видно, что интервалов, несовместимых по условиям бурения нет, промежуточная колонна требуется, так как это является более целесообразным, в связи с тем, что при спуске кондуктора на глубину 2100 м можно получить множество осложнений и аварий. Также по условию технического задания требуется спуск хвостовика в интервал продуктивного пласта.

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

С учетом перекрытия четвертичных отложений на 10 метров, глубина спуска направления проектируется на глубину 30 метров.

Глубина спуска кондуктора выбирается с целью перекрытия неустойчивых пород верхних интервалов разреза, а также для предотвращения осложнений при бурении под техническую колонну, связанных с сужением ствола за счет разбухания глинистых пород и потери устойчивости стенок скважины, а также кавернообразованием, глубина спуска кондуктора принимается 700 м.

Глубина спуска технической колонны выбирается с целью перекрытия неустойчивых пород верхних интервалов разреза, а также для предотвращения осложнений при бурении под техническую колонну, связанных с осыпями,

обвалами стенок скважины и предотвращения разрыва пород в случае ГНВП, глубина спуска технической колонны принимается 1900 м. Результаты проектирования глубины спуска промежуточной колонны представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Исходные данные и результаты проектирования глубины спуска промежуточной колонны

	Нефтяные пласты				Газ	
ИМЯ ПЛАСТА	J2 (Ю10)	J2 (Ю14)	J1 (Ю15)	к.в. (М)*	к.в. (М)*	Pz (М1)**
Лкр, м	3010	3040	3075	3080	3075	3080
Гпл, кгс/см ²	0,101	0,101	0,105	0,105	0,105	0,105
Ггрп, кгс/см ²	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17
Плотность нефти, кг/м ³	681	683	682	682	745	779
Расчетные значения						
Пластовое давление кгс/см ²	304,01	307,04	322,88	323,40	322,88	323,40
Lкондmin, м	1080	1080	1230	1230	1880	1900
Принимаемая глубина	1900					
Запас	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,09

Глубина спуска эксплуатационной колонны – 3075 метров (указана в техническом задании).

Глубина спуска хвостовика выбрана 3095 м, что составляет среднее значение между отметками кровли и подошвы продуктивного пласта.

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

В соответствии с требованиями «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [31]:

- направление цементируется на всю длину: 0–30 метров;
- кондуктор цементируется на всю длину: 0–704 метров;
- техническая колонна цементируется с учетом перекрытия башмака кондуктора на 500 м: 204–2066 метров;
- эксплуатационная колонна цементируется с учетом перекрытия башмака технической колонны на 500 м: – 1566–3474 метров;
- хвостовик цементируется с учетом перекрытия башмака эксплуатационной колонны на 250 м: 3224–4196 метров.

2.2.5 Расчёт диаметров скважин и обсадных колонн

Проведём расчёт диаметров скважин и обсадных колонн. По техническому заданию диаметр хвостовика, спускаемого в интервал продуктивного пласта, составляет 127 мм. Диаметры проектируемых обсадных колонн и буровых долот представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Диаметры проектируемых обсадных колонн и буровых долот

Обсадная колонна	Диаметры колонны, мм	Диаметр скважины, мм
Направление	426	490
Кондуктор	323,9	393,7
Техническая колонна	244,5	295,3
Эксплуатационная колонна	177,8	220,7
Хвостовик	127	155,6

Общий вид конструкции проектируемой скважины приведен на рисунке Г.2, приложение Г.

2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн

При выборе противовыбросового оборудования и колонной обвязки необходимо учитывать величину максимального устьевого давления $P_{МУ}$, которая для нефтяной скважины рассчитывается по формуле (1):

$$P_{МУ} = P_{пл} - \rho_n \cdot g \cdot H_{кр}, \quad (1)$$

где $P_{пл}$ – пластовое давление в кровле продуктивного пласта, МПа;

ρ_n – плотность нефти (см. «Нефтеносность по разрезу скважины»), кг/м³;

g – ускорение свободного падения, равное 9,81 м/с²;

$H_{кр}$ – глубина залегания кровли продуктивного пласта, м.

Определяем максимальное давление опрессовки, которое должно превышать не менее, чем на 10% возможное давление, возникающее при ликвидации нефтегазоводопроявлений и открытых фонтанов. Проектные расчеты давления опрессовки представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Исходные данные и проектные расчеты давления опрессовки колонны

Наименование параметра	Нефтяные пласты					Газовые пласты	
	J2 (Ю10)	J2 (Ю14)	J1 (Ю15)	К.В. (М)*	M1	К.В. (М)	Pz (M1)
Пластовое давление в кровле ПП, кгс/см ²	293,41	304,01	307,04	322,88	323,40	322,88	323,40
Глубина залегания кровли ПП, м	2905	3010	3040	3075	3080	3075	3080
Максимальное давление на устье при флюидопроявлении, кгс/см ² (МПа)	10,32	10,70	10,74	12,14	12,16	28,92	28,81
Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, кгс/см ² (МПа)	11,35	11,76	11,82	13,36	13,38	31,81	31,69
Давление опрессовки колонны, МПа	12,49	12,94	13,00	14,70	14,72	34,99	34,86

Помимо максимального устьевого давления, при выборе колонных обвязок также учитываются диаметры всех обвязываемых обсадных колонн. В представленном случае это кондуктор диаметром 323,9 мм, техническая колонна диаметром 244,5 мм и эксплуатационная колонна диаметром 177,8 мм. Для обвязки проектируемой скважины допустимо использовать колонную обвязку ОКО 2-35-324х245х178.

Противовыбросовое оборудование выбирается с учетом условного диаметра прохода превенторного блока и манифольда, а также рабочего давления и схемы обвязки. При вскрытии газовых, нефтяных и водяных пластов с аномально высоким пластовым давлением применяют 5 схему. Для обвязки проектируемой скважины допустимо использовать противовыбросовое оборудование ОП5-350/80х35, ГОСТ 13862-90.

2.3 Углубление скважины

2.3.1 Выбор способа бурения

Так как конструкция скважины двухколонная, есть пять интервалов бурения для выбора способа бурения. Для бурения направления будем использовать роторный способ бурения, т.к. колонна на этом интервале имеет небольшой вес и можно достаточно легко поддерживать высокие скорости вращения ротора, а следовательно, и механическую скорость бурения. Для бурения под кондуктор планируется использовать ВЗД, так как в этом интервале планируется набор зенитного угла. Кроме того, использование ВЗД обеспечит высокие скорости вращения долота и высокие темпы проходки данного интервала. Для бурения под техническую колонну также планируется использование ВЗД, так как данный способ является наиболее целесообразным для данного интервала бурения. Бурение под эксплуатационную колонну и хвостовик также планируется с применением ВЗД и ротора, т.к. в этом интервале будет интенсивный набор угла (до 90^0), бурение ротором совместно с ВЗД планируется в интервале стабилизации (горизонта), для предотвращения дифференциальных прихватов буровой колонны. Запроектированные способы бурения представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Результаты проектирования способов бурения по интервалам

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0–30	направление	роторный
30–704	кондуктор	роторный с применением ВЗД
204–2066	техническая колонна	
2066–3474	эксплуатационная колонна	
3474–4196	хвостовик	

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Под направление выбирается трехшарошечное долото III 490,0 М-ЦГВ (ОАО «Волгабурмаш»), которое обеспечит высокую механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими породами, а проектирование долота с резцами PDC для заданного интервала нерентабельно.

Для бурения интервала под кондуктор используется долото компании «Буринтех» БИТ 393,7 В 419 ТСП. Долото предназначено для бурения в мягких

и средних абразивных породах категории I–IV с набором угла в составе управляемых компоновок. Оснащено резцами повышенной стойкости, дополнительными твердосплавными вставками с импрегнированными алмазами, расположенными за основным рядом вооружения.

Для бурения интервала под эксплуатационную колонну используется долото компании «Буринтех» БИТ 295,3 ВТ 619 ТСВ. Долото предназначено для бурения в средних и твердых абразивных породах категории II–VI с набором угла в составе управляемых компоновок и на участках стабилизации. Оснащено резцами повышенной стойкости, дополнительными твердосплавными вставками с импрегнированными алмазами, расположенными за основным рядом вооружения.

Для бурения интервала под техническую колонну используется долото компании «Буринтех» БИТ 220,7 ВТ 613 УСВ. Долото предназначено для бурения в средних и твердых абразивных породах категории II–VI с набором угла в составе управляемых компоновок и на участках стабилизации. Оснащено резцами наивысшей абразивостойкости, дополнительными твердосплавными вставками с импрегнированными алмазами, расположенными за основным рядом вооружения.

Для бурения интервала под хвостовик используется долото компании «Буринтех» БИТ 155,6 ВТ 613 УСВ. Долото предназначено для бурения в твердых породах категории VI–VIII с набором угла в составе управляемых компоновок и на участках стабилизации. Оснащено резцами повышенной стойкости и наивысшей абразивостойкости, дополнительными твердосплавными вставками с импрегнированными алмазами, расположенными за основным рядом вооружения. Режущая структура имеет усиленную активную калибрующую часть, что крайне важно при бурении горизонтальных участков.

Выборка долот и калибраторов для строительства проектируемой скважины представлена в таблице Д.1 приложения Д.

2.3.3 Расчёт осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

Для всех интервалов бурения осевые нагрузки выбираются согласно сравнению методик расчета статистического и аналитического методов с допустимой нагрузкой на долото.

Для интервала бурения под направление проектируется осевая нагрузка ниже рекомендуемой, поскольку она достаточна для создания усилия разрушения горной породы, но при этом не вызовет износа опор долота. Для интервалов бурения под кондуктор и эксплуатационную колонну осевые нагрузки согласно методике для бурения в твердых породах осевые нагрузки должны выбираться максимально возможными, однако на интервалах бурения кондуктора, эксплуатационной колонны и наличия интервалов набора угла ($0-30^\circ$, $30-80^\circ$, $80-90^\circ$) и наклонного участка стабилизации, располагающиеся на участках подверженных кавернообразованию, осевая нагрузка выбрана минимальной. Кавернообразование негативно влияет на очистку забоя от выбуренной породы, так как уменьшается скорость восходящего потока и его подъемная сила, возрастает аварийность с бурильными трубами, особенно при роторном бурении. Из-за опасности поломки бурильных труб приходится уменьшать нагрузку на долото. Для бурения интервала под хвостовик из-за отсутствия интервалов кавернообразования и интервалов набора угла, была выбрана максимальная осевая нагрузка. Расчеты осевых нагрузок под каждый интервал представлены в таблице Е.1, приложение Е

2.3.4 Расчёт частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения частоты вращения породоразрушающего инструмента проектируются согласно методикам расчета, в которых заложены такие параметры как: оптимальная линейная скорость на периферийном венце шарошки, время контакта зубьев долота с горной породой, стойкость опор – для шарошечных долот и для долот PDC: оптимальная линейная скорость на периферии долота. В интервале бурения (0–30 м) запроектировано меньшее значение частоты вращения по сравнению с расчетным. Это обусловлено тем,

что для бурения мягких четвертичных отложений со значительной периферийной зоной долота достигается достаточная эффективность разрушения горных пород при выбранной частоте вращения, а также это обусловлено рекомендуемой частотой вращения ротора (не более 80 об/мин). Касательно интервалов бурения под кондуктор (30–700 м), техническую колонну (704–2066), эксплуатационную колонну (2066–3474 м) и хвостовик (3474–4196 м) меньшие значения частоты вращения выбраны из-за наличия твердых и средне - твердых абразивных горных пород.

Данные по проектированию частоты вращения по интервалам бурения представлены в таблице Е.2, приложение Е

2.3.5 Проектирования частоты параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Данные по проектированию расходов представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Исходные данные и результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам

Интервал	0–30	30–704	704–2066	2066–3474	3474–4196
Исходные данные					
D _д , м	0,49	0,3937	0,2953	0,2207	0,1556
K	0,65	0,55	0,45	0,35	0,30
K _к	1,45	1,45	1,10	1,10	1,20
V _{кр} , м/с	0,15	0,14	0,13	0,12	0,11
V _м , м/с	0,0097	0,0083	0,0056	0,0042	0,0028
d _{бт} , м	0,127	0,127	0,127	0,127	0,0889
d _{мах} , м	0,229	0,24	0,127	0,127	0,127
d _{нмах} , м	0,02	0,016	0,007	0,007	0,007
V _{кпмин} , м/с	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
V _{кпмах} , м/с	1,3	1,3	1,5	1,5	1,5
ρ _{см} – ρ _р , г/см ³	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
ρ _р , г/см ³	1,121	1,121	1,121	1,081	1,123
ρ _п , г/см ³	2,10	2,53	2,46	2,55	2,60
Результаты проектирования					
Q ₁ , л/с	122,51	66,92	30,80	13,38	5,70
Q ₂ , л/с	126,76	94,07	33,04	12,03	5,57
Q ₃ , л/с	338,82	170,58	61,02	18,32	20,98
Q ₄ , л/с	130,32	81,88	31,32	14,70	8,30
Q ₅ , л/с	35,33	56,52	24,73	24,73	24,73
Области допустимого расхода бурового раствора					
ΔQ, л/с	130,32-338,82	93,12 - 170,58	33,25 - 61,02	14,70 – 18,32	8,30 – 20,98

Окончание таблицы 7

Интервал	0–30	30–704	704–2066	2066–3474	3474–4196
Запроектированные значения расхода бурового раствора					
Q, л/с	70	65	55	35	12

Для всех интервалов бурения запроектированные значения расхода бурового раствора выбираются исходя из расчетов на эффективную очистку забоя скважины, обеспечение выноса шлама на поверхность, проверку условий на размыв стенок скважин и предотвращения прихватов и устойчивости работы гидравлического забойного двигателя. Самыми критическими из всех вышеперечисленных расчетов является значение расхода, при котором происходит размыв стенок скважины, поэтому этот расчет выбирается как верхний предел допустимых значений, а нижний, в свою очередь, должен выбираться из условий оптимального расхода, который обеспечит лучшую очистку забоя скважины и устойчивую работу ГЗД.

Результаты проектирования параметров забойного двигателя представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал		30–704	704–2066	2066–3474	3474–4196
Исходные данные					
D _д	м	0,3937	0,2953	0,2207	0,1556
	мм	393,7	295,3	220,7	155,6
D _{здпредв.} , мм		354,3-315,0	265,8-236,2	198,6-176,6	140,0-124,5
Результаты проектирования					
D _{зд} , мм		240	210	195	106

Для интервала бурения под кондуктор (30–704 м) выбирается винтовой забойный двигатель ДРУ-240РС, отвечающий требованиям по совместимости с долотом и способный обеспечить необходимый набор угла. Для интервала бурения под техническую и эксплуатационную колонны проектируются винтовые забойные двигатели ДРУ-210РС, ДРУ1-195РС соответственно. Данные ВЗД с регулируемым углом перекоса позволяют бурить наклонно-направленные и прямолинейные интервалы, а также способны обеспечивать высокий рабочий момент на долоте при бурении средних по твердости горных пород. Для интервала бурения под хвостовик выбирается винтовой забойный

двигатель ДОТЗ-106РС. Его применение позволит осуществить набор зенитного угла до 90 градусов и провести ствол скважины в продуктивном пласте.

Результаты выбора забойных двигателей и их технические характеристики представлены в таблице Е.3, приложение Е.

2.3.6 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Бурильная колонна (БК) состоит из компоновки низа бурильной колонны (КНБК) и колонны бурильных труб (КБТ). В общем случае КНБК включает в себя долото, гидравлический забойный двигатель, калибраторы, центраторы, стабилизаторы, расширители, ясы, отклонители и утяжеленные бурильные трубы (УБТ).

Выбор веса УБТ основывается исходя из запроектированных осевых нагрузок при бурении под каждый интервал (таблица Е.1, приложение Е). Осевая нагрузка должна складываться преимущественно из веса всех секций УБТ на интервале. Число секций определяется исходя из условия плавного перехода по жесткости от основной ступени УБТ к КБТ, при этом для обеспечения жесткости соединения секций необходимо, чтобы диаметр следующей секции был не меньше $\frac{3}{4}$ диаметра предыдущей. В случае передачи вращения от ротора на горизонтальном участке или набора угла, а также в целях снижения гидравлических потерь в затрубном пространстве на значительных глубинах, для создания осевой нагрузки используются толстостенные бурильные трубы ТБТ.

По опыту бурения на территории Западной Сибири, важным условием для создания эффективной осевой нагрузки на долото является размещение УБТ или ТБТ на интервале, где значение зенитного угла не превышает 45°.

Использование немагнитных утяжеленных бурильных труб (НУБТ), в первую очередь, связано с исключением влияния ферромагнетизма при использовании телеметрических систем. Таким образом, при включении их в КНБК для интервала бурения под эксплуатационную колонну и хвостовик, создание осевой нагрузки на долото суммарным весом этих труб следует считать незначительным.

Результаты проектирования бурильных труб, их массы и длины для интервалов бурения под направление, кондуктор, техническую колонну, эксплуатационную колонну и хвостовик приведены в таблицах 9, 10, 11, 12, 13 соответственно.

Таблица 9 – Проектирование бурильной колонны для интервала бурения под направление

УБТ				
№секции	тип	диаметр, мм	длина, м	масса, кг
1	УБТС1-229х90	229	12	3276
2	УБТС1-178х80	178	12	1872
Бурильные трубы				
№секции	тип	диаметр, мм	длина, м	масса, кг
1	ТБПК-127х9,19 М	127	12	402

Таблица 10 – Проектирование бурильной колонны для интервала бурения под кондуктор

УБТ				
№секции	тип	диаметр, мм	длина, м	масса, кг
1	НУБТ-203х71	203	18,9	4164
2	УБТ-165х71	165	60	8160
Бурильные трубы				
№секции	тип	диаметр, мм	длина, м	масса, кг
1	ТБПК-127х9,19 М	127	612	20484

Таблица 11 – Проектирование бурильной колонны для интервала бурения под техническую колонну

УБТ				
№секции	тип	диаметр, мм	длина, м	масса, кг
1	НУБТ-203х71	203	18,9	4164
2	УБТ-165х71	165	60	8160
Бурильные трубы				
№секции	тип	диаметр, мм	длина, м	масса, кг
1	ТБПК-127х9,19 М	127	1980	66271

Таблица 12 – Проектирование бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну

УБТ				
№секции	тип	диаметр, мм	длина, м	масса, кг
1	НУБТ-178х71	178	18,9	3050

Окончание таблицы 12

Бурильные трубы				
№секции	тип	диаметр, мм	длина, м	масса, кг
1	ТБПК 127х9,19 М	127	300	10041
2	ТБТ-127х76	127	128	9536
3	ТБПК 127х9,19 М	127	3012	100811

Таблица 13 – Проектирование бурильной колонны для интервала бурения под хвостовик

УБТ				
№секции	тип	диаметр, мм	длина, м	масса, кг
1	НУБТ-121х57	121	18,9	1380
Бурильные трубы				
№секции	тип	диаметр, мм	длина, м	масса, кг
1	ТБПН-89х11 М	88,9	876	22592
2	ТБТ-89х51	89	88	6534
3	ТБПН-89х11 М	88,9	3180	82010

Расчеты на прочность проводились в программном обеспечении «БурСофтПроект». Коэффициенты запаса прочности бурильных труб представлены в таблице

Буровая установка оснащается системой верхнего привода, по этой причине в бурильную колонну не включаются ведущая труба, шаровый кран. В телесистеме COMPASS используются следующие модули: пульсатор, центратор, батареи, инклинометр.

Осуществим проектирование компоновки низа бурильной колонны для всех интервалов. Результаты проектирования КНБК для всех интервалов представлены в таблице Ж.1 приложения Ж.

2.3.7 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Для строительства проектируемой скважины выбраны следующие типы буровых растворов по интервалам:

– для бурения интервала под направление – глинистый буровой раствор на основе бентонита, так как данный интервал представлен четвертичными отложениями;

– для интервала под кондуктор – ингибирующий хлоркалийевый раствор, так как бурение осуществляется преимущественно в глинах. Также в данном

интервале возможны следующие осложнения: прихваты, осыпи и обвалы стенок скважины. Применение данного бурового раствора позволит избежать набухания глин и беспрепятственно прокладывать участок набора зенитного угла. Для снижения трения бурового инструмента о стенки скважины проектируется применение смазочных добавок;

– для бурения интервалов под техническую колонну и эксплуатационную колонну – полимер-глинистый раствор, так как данный интервал представлен преимущественно слабосцементированными породами, также возможны осыпи и обвалы стенок скважины;

– для бурения интервала под хвостовик, в том числе для вскрытия продуктивного пласта – будет использоваться полимерный хлоркалийевый буровой раствор. Данный раствор используется для бурения в сложных горно-геологических условиях, в том числе в хемогенных отложениях и при высоких забойных температурах, а также наклонно-направленных и горизонтальных участков скважин.

В таблице 14 представлен компонентный состав бурового раствора под каждый интервал

Таблица 14 – Описание компонентного состава бурового раствора по интервалам бурения

Интервал (по стволу), м		Название (тип) бурового раствора и его компонентов
от (верх)	до (низ)	
0	30	Глинистый. Техническая вода, BENTOLUX (структурообразователь), NaOH (Регулятор pH), Na ₂ CO ₃ (Регулятор жесткости), «Osno-Desco CA» (Понизитель вязкости), Барит (Утяжелитель).
30	704	Ингибирующий хлоркалийевый. Техническая вода, NaOH, Na ₂ CO ₃ , BENTOLUX, Seurve FL (Понизитель фильтрации), PAC HV (Высоковязкий понизитель фильтрации), PAC LV (Низковязкий понизитель фильтрации), «Atren-FK» (Смазочная добавка), НТФ (Понизитель вязкости), «Пента – 461», KCl (Ингибитор), Барит.
704	3474	Полимер-глинистый. Техническая вода, NaOH, Na ₂ CO ₃ , BENTOLUX, PAC HV, PAC LV, ПАВ, Poly-plus DRY (Синтетический понизитель фильтрации), «Atren-FK», Барит.
3474	4196	Полимерный хлоркалийевый. Техническая вода, NaOH, Ксантановая камедь (Структурообразователь), KCl (Ингибитор), Крахмал (Понизитель фильтрации), «Reasil» (Ингибитор), «Atren-FK», «Биоцидол» (Бактерицид), «Пента – 461» (Пенегаситель), Мраморная крошка (Утяжелитель).

Для очистки бурового раствора проектируется четырехступенчатая система очистки, скомпонованная преимущественно из импортного оборудования, способного обеспечить наилучшую очистку раствора от шлама. Схема очистки бурового раствора приведена на рисунке 2.

Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения приведены в таблице 15.

Расчеты потребного количества бурового раствора и расчет химических реагентов под каждый интервал представлены соответственно в таблицах И.1 и И.2 приложения И.

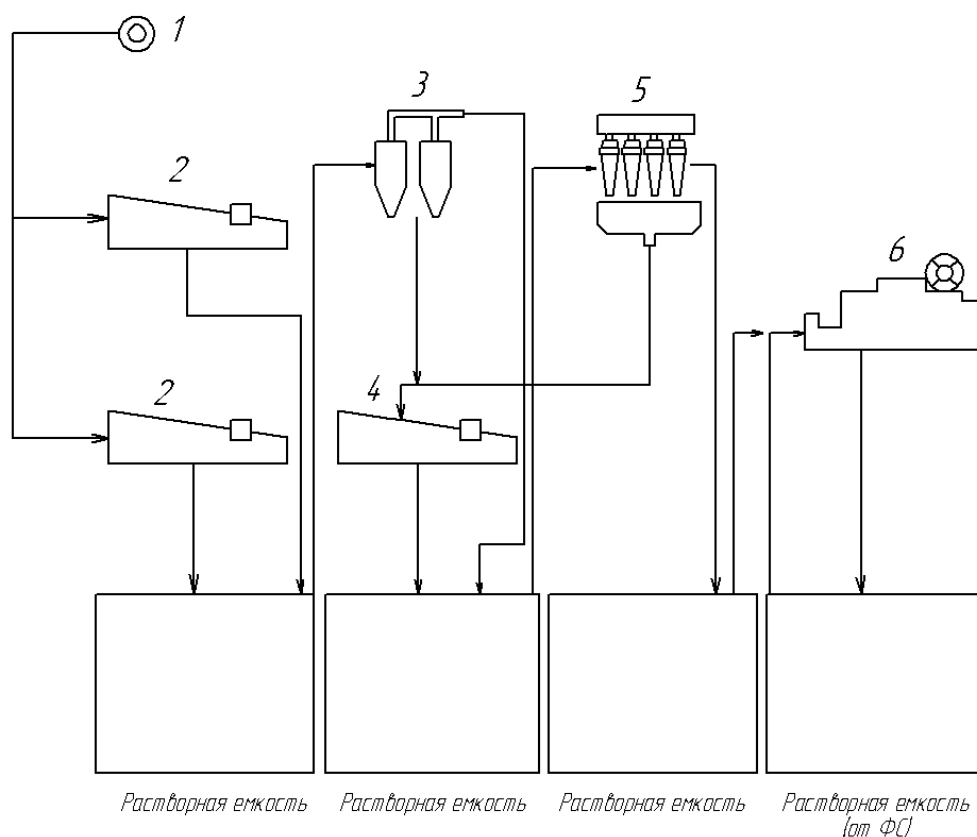


Рисунок 2 – Схема очистки бурового раствора:

1 – скважина; 2 – вибросито Derrick FLC 2000; 3-5 – ситогидроциклонный сепаратор Derrick Hyperpool Mud Cleaner (3 – пескоотделитель Derrick Desander; 4 – вибросито Derrick FLC 2000; 5 – илоотделитель Derrick Desilter); 6 – центрифуга Derrick DE-1000 LP VFD.

Таблица 15 – Запроектированные параметры бурового раствора по интервалам бурения

Исходные данные										
Интервал бурения (по стволу), м		k	Р _{пл} , МПа	Н, м	g, м/с ²	ρ _{бр} , г/см ³	ρ _{гп} , г/см ³	К	d, м	
от	до									
0	30	0,1	0,6	30	9,81	1,10-1,18	2,02	1,5		0,010
30	704	0,1	7,0	700		1,14-1,16	2,43	1,5		0,008
704	2066	0,1	19,0	1900		1,11-1,16	2,60	1,5		0,008
2066	3474	0,05	30,80	3075		1,11-1,16	2,38	1,5		0,008
3474	4196	0,05	31,00	3095		1,11-1,18	2,48	1,5		0,005
Результаты проектирования										
Интервал бурения (по стволу), м		Плотность, г/см ³	СНС ₁ , дПа	СНС ₁₀ , дПа	Условная вязкость, с	Водоотдача, мл	рН	Содержание песка, %	ДНС, дПа	ПВ, сПз
от	до									
0	30	1,18	8-18	12-35	90-120	<12	7,5-9	< 2	10-25	10-20
30	704	1,16	15-18	35-75	30-40	8-10	8-9	< 1,5	10-20	15-20
704	2066	1,14	10-40	20-60	40-60	< 6	8-10	< 0,5	10-35	10-25
2066	3474	1,11	10-40	20-60	40-60	< 6	8-10	< 0,5	12-35	12-20
3474	4196	1,11	30-40	40-70	40-50	< 6	8-10	< 0,5	10-35	10-25

2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины

Под гидравлической программой бурения скважин понимается рациональный выбор регулируемых параметров гидромеханических и типовых процессов промывки ствола скважин. Производится расчет гидравлической программы промывки для интервала бурения под хвостовик. Для остальных интервалов бурения – расчеты идентичные. Расчет гидравлической промывки скважины выполнен в программном обеспечении для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин «БурСофтПроект».

В таблицах 16-18 представлены результаты гидравлической программы промывки скважины по интервалам бурения.

Таблица 16 - Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см² к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, л.с./дм2
от (верх)	до (низ)					Колво, шт	Диаметр, мм		
Под направление 490,0 мм									
0	30	бурение	0.29	0.035	центральная	1	70	16,7	0,06
Под кондуктор 393,7 мм									
30	704	бурение	0.46	0.054	периферийная	4	14	106	3,62
Под техническую колонну 295,3 мм									
704	2066	бурение	0.75	0.079	периферийная	6	12	80,2	3,01
Под эксплуатационную колонну 220,7 мм									
2066	3474	бурение	0,99	0.091	периферийная	6	10	74,3	2,93
Под хвостовик 155,6 мм									
3474	4196	бурение	0,92	0,105	периферийная	6	8	66,3	2,68

Таблица 17 - Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
от (верх)	до (низ)				КПД	диаметр цилиндровых втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
0	30	бурение	УНБТ-1180L	2	0,9	170	54,9	1	117	32,62	65,24
30	704	бурение	УНБТ-1180L	2	0,9	170	232,8	1	117	32,62	65,24
704	2066	бурение	УНБТ-1180L	2	0,9	150	302	1	125	27,2	54,4
2066	3474	бурение	УНБТ-1180L	1	0,9	150	224,4	1	125	35	35
3474	4196	бурение	УНБТ-1180L	1	0,9	140	353,5	1	105	19,99	19,99

Таблица 18 - Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давления (в кгс/см ²) для конца интервала в				
				элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	обвязке буровой установки
от (верх)	до (низ)			насадках долота	забойном двигателе			
0	30	бурение	247,5	40,2	0	4,7	0,1	10,0
30	704	бурение	247,5	76,9	72,4	71,8	1,7	10,0
704	2066	бурение	316,8	43,3	61,0	178,5	9,2	10,0
2066	3474	бурение	285,1	36,5	67,2	81,4	29,3	10,0
3474	4196	бурение	367,2	29,1	56,0	204,8	59,0	4,6

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

2.4.1 Расчет обсадных колонн

Исходные данные для расчета представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
Плотность продавочной жидкости $\rho_{\text{прод}}, \text{кг/м}^3$	1000	Плотность буферной жидкости $\rho_{\text{буф}}, \text{кг/м}^3$	1100
Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{\text{тр обл}}, \text{кг/м}^3$	1500	Плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{\text{тр н}}, \text{кг/м}^3$	1850
Высота столба буферной жидкости $h_1, \text{м}$	1467	Глубина скважины, м	3075
Высота цементного стакана $h_{\text{ст}}, \text{м}$ (длина по стволу, м)	3 (10)	Высота столба тампонажного раствора нормальной плотности $h_{2, \text{м}}$	770

2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений

Схемы расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении для эксплуатационной колонны и в конце эксплуатации нефтегазоконденсатного месторождения изображены на рисунке 3. Результаты расчета наружных избыточных давлений для двух случаев представлены в таблице 20. В случае «а» (рисунок 3) учитывалось условие выхода буферной жидкости на поверхность.

Таблица 20 – Результаты расчета наружного избыточного давления

Точка	1	2	3	4	5
Глубина, м	0	1467	2305	3072	3075
Наружное избыточное давление в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении, МПа	0	1,44	5,55	11,95	11,95
Наружное избыточное давление в конце эксплуатации нефтегазоконденсатной скважины, МПа	0	15,33	24,58	-	35,06

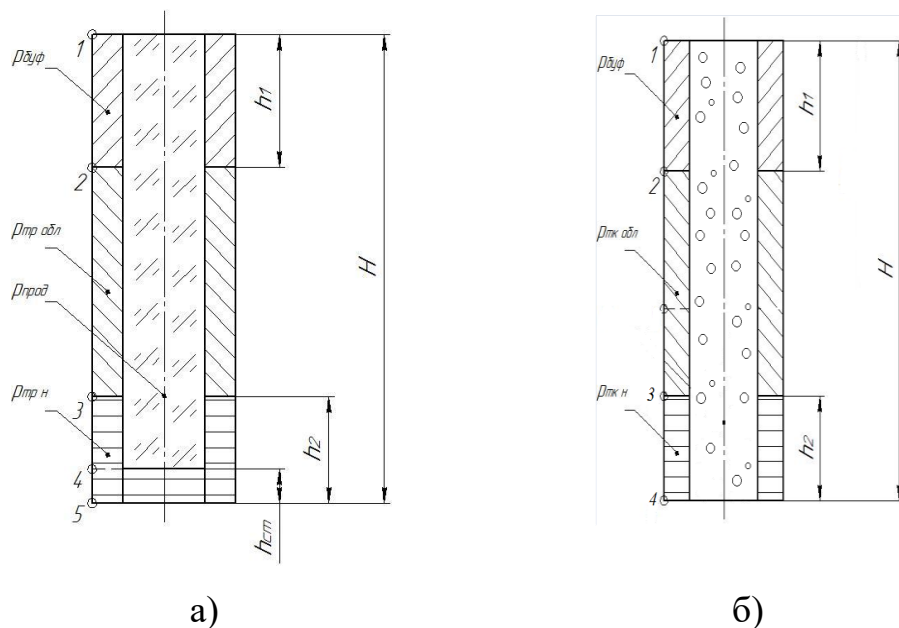


Рисунок 3 – Схемы расположения жидкостей в скважине:

а) в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении;

б) в конце эксплуатации нефтегазоконденсатной скважины.

Поскольку $P_r = 20,36 \text{ МПа} > P_{кз} = 0,5 \text{ МПа}$, наиболее опасным является случай в конце эксплуатации, поэтому расчеты наружного избыточного давления были произведены для него. Эпюра давлений для наиболее опасных случаев в координатах «глубина– наружное избыточное давление» приведена на рисунке 4.

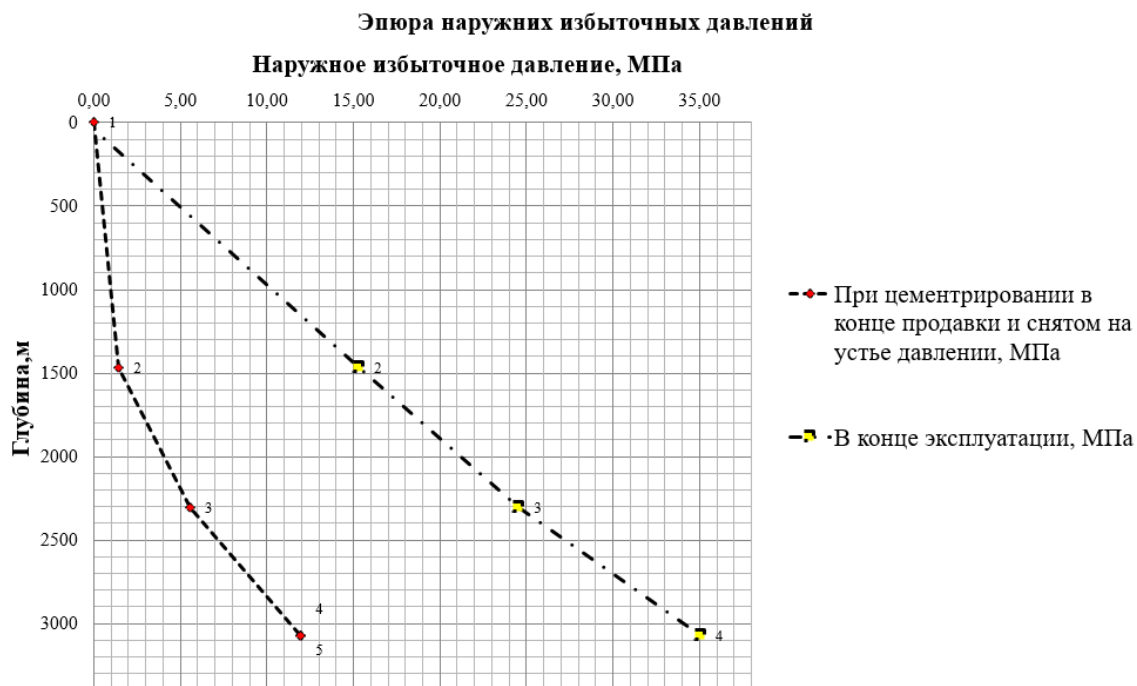


Рисунок 4 – Эпюра наружных избыточных давлений

2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений

Схемы расположения жидкостей при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и при опрессовке эксплуатационной колонны изображены на рисунке 5.

Максимальная величина давления на цементировочной головке составляет $P_{цг} = 18,46$ МПа. Величина давления опрессовки исходя из ожидаемого давления на устье $P_{оп} = 34,99$ МПа. Минимальное требуемое давление $P_{оп\ мин} = 9,5$ МПа меньше расчетного, так что расчет производится для давления $P_{оп}$.

Результаты расчета внутренних избыточных давлений для двух случаев представлены в таблице 21.

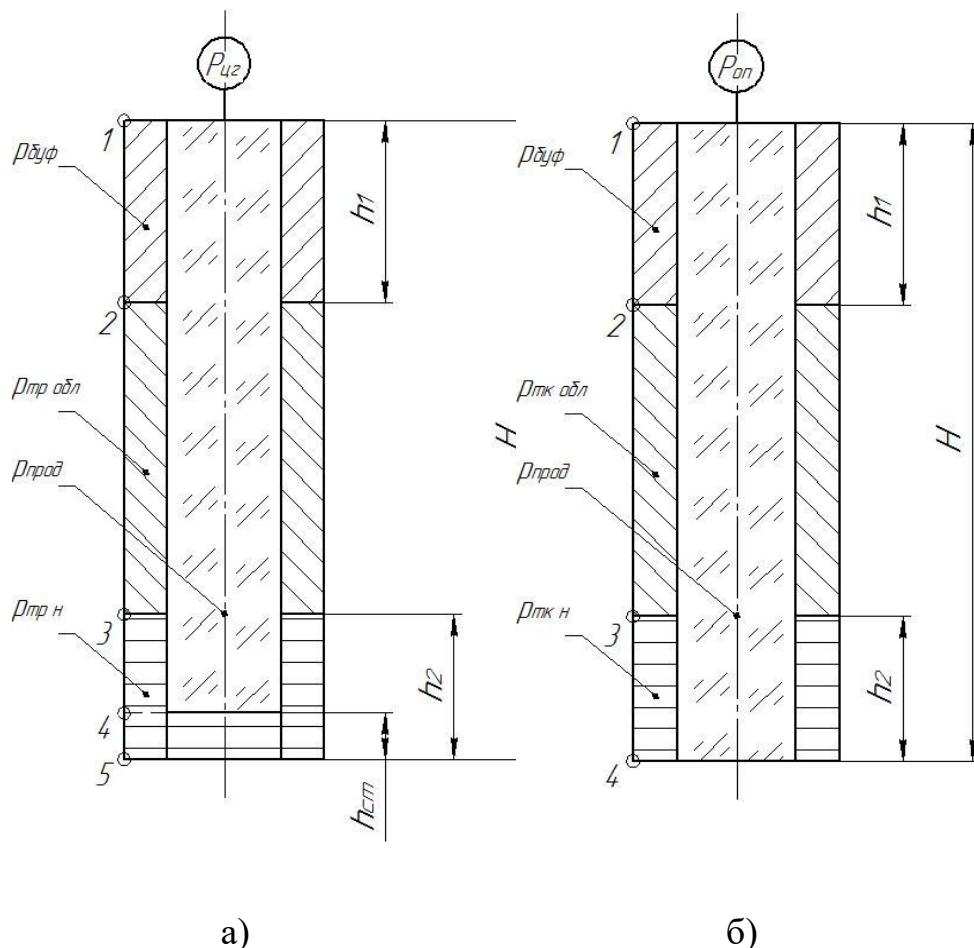


Рисунок 5 – Схема расположения жидкостей в скважине:

а) в конце продавки тампонажного раствора; б) при опрессовке обсадной колонны.

Таблица 21 – Результаты расчета внутреннего избыточного давления

Точка	1	2	3	4	5
Глубина, м	0	1467	2305	3072	3075
Внутреннее избыточное давление в конце продавки тампонажного раствора, МПа	18,46	17,02	12,91	6,52	6,52
Внутреннее избыточное давление при опрессовке обсадной колонны, МПа	34,99	33,55	32,52	-	29,60

Эпюра внутренних избыточных давлений в координатах «глубина – внутреннее избыточное давление» изображена на рисунке 6.

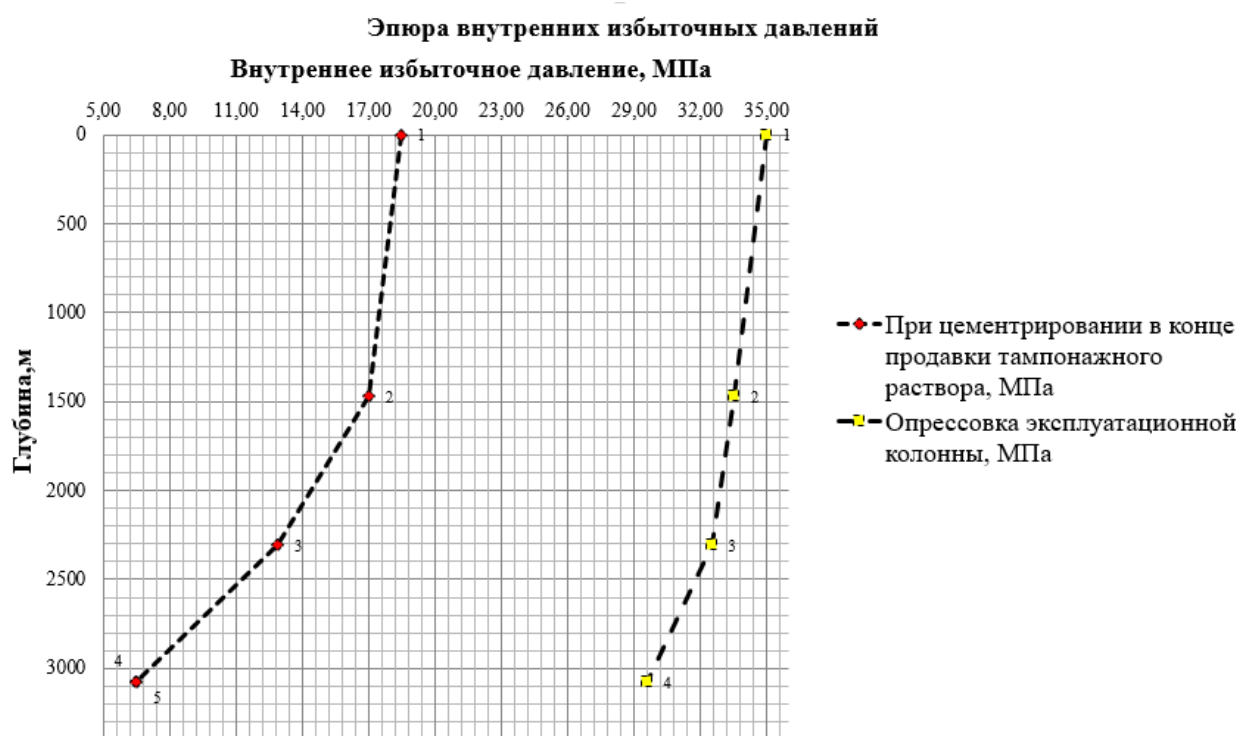


Рисунок 6 – Эпюра внутренних избыточных давлений

2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

Характеристика рассчитанных секций для эксплуатационной колонны представлена в таблице 22.

Таблица 22 – Характеристика секций обсадных колонн

№ секций	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
				1 м трубы	секции	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8
I	«Е»	11,5	900	48,23	43407	156277	2574 - 3474
II		10,4	2574	43,85	112870		0 - 2574

2.4.2 Расчет процессов цементирования скважины

2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверим условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле (2):

$$0,95 * P_{гр} > P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп}, \quad (2)$$

где $P_{гс\ кп}$ – гидростатическое давление в кольцевом пространстве, МПа;

$P_{гд\ кп}$ – гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве, МПа;

$P_{гр}$ – давление гидроразрыва пород на забое скважины или в интервале пласта с наименьшим градиентом гидроразрыва.

Посчитав, получаем, что $52,17 \text{ МПа} > 42,74 \text{ МПа}$ – Условие выполняется, следовательно, применяем одноступенчатое цементирование.

2.4.2.2 Расчет объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов

В качестве тампонажного раствора нормальной плотности примем ПЦТ–П–150 с водоцементным отношением $m_n = 0,45$. Для облегченного тампонажного раствора примем ПЦТ–III–Об–4–100 с водоцементным отношением $m_{обл} = 1$ [3].

Результаты расчета объемов тампонажных растворов и количества компонентов, формирующих их, сведем в таблицу 22.

Таблица 22 – Количество компонентов и объемы тампонажных смесей.

Наименование жидкости	Объем жидкости, м ³		Плотность жидкости, кг/м ³	Объем воды для приготовления жидкости, м ³	Наименование компонента	Масса компонента, кг
Тампонажный раствор нормальной плотности	19,69		1850	12,58	ПЦТ–П–150	25879
					НТФ	8
Облегченный тампонажный раствор	34,28		1500	32,69	ПЦТ–III–Об–(4-6)–100	30267
					НТФ	14
Буферная жидкость	6,75	1,35	1100	6,70	«МБП–СМ»	94
		5,40			«МБП–МВ»	81
Продавочная жидкость	69,89		1000	69,89	-	-

2.4.2.3 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементирующего оборудования

В соответствии с выбором цементирующей техники и проведенными расчетами ее количества разрабатывается технологическая схема обвязки цементирующего оборудования. Приготовление буферных составов и жидкостей затворения производится с помощью цементирующих агрегатов. Приготовление тампонажных растворов производится с использованием отдельной осреднительной емкости для повышения качества цементирования скважины. При этом схема обвязки, установленная техническим заданием, с применением смесительных установок и гидроворонки. Схема обвязки представлена на рисунке 7.

Затем рассчитывается необходимое число цементосмесительных машин исходя из суммарной массы тампонажной смеси по формуле (3):

$$m = G_{\text{сух}} / G_{\text{б}}, \quad (3)$$

где $G_{\text{сух}}$ – требуемая суммарная масса сухого тампонажного материала;

$G_{\text{б}}$ – вместимость бункера смесителя для УС 6-30, равная 10 тонн для облегченного тампонажного раствора и 13 тонн – для тампонажного раствора нормальной плотности.

Для тампонажного раствора нормальной плотности:

$$m = 25,88 / 13 = 2$$

Для облегченного тампонажного раствора:

$$m = 30,27 / 10 = 3$$

Так как требуется приготовить больше 10 м³ тампонажного раствора нормальной плотности, рекомендуется применять две УСО-20.

Результаты расчета необходимой цементирующей техники представлены в таблице 23.

Таблица 23 – Результаты расчета необходимой цементирующей техники

Наименование	Количество
Цементосмесительная машина УС6-30	5
Цементирующий агрегат ЦА-320	5
Осреднительная ёмкость УСО-20	2

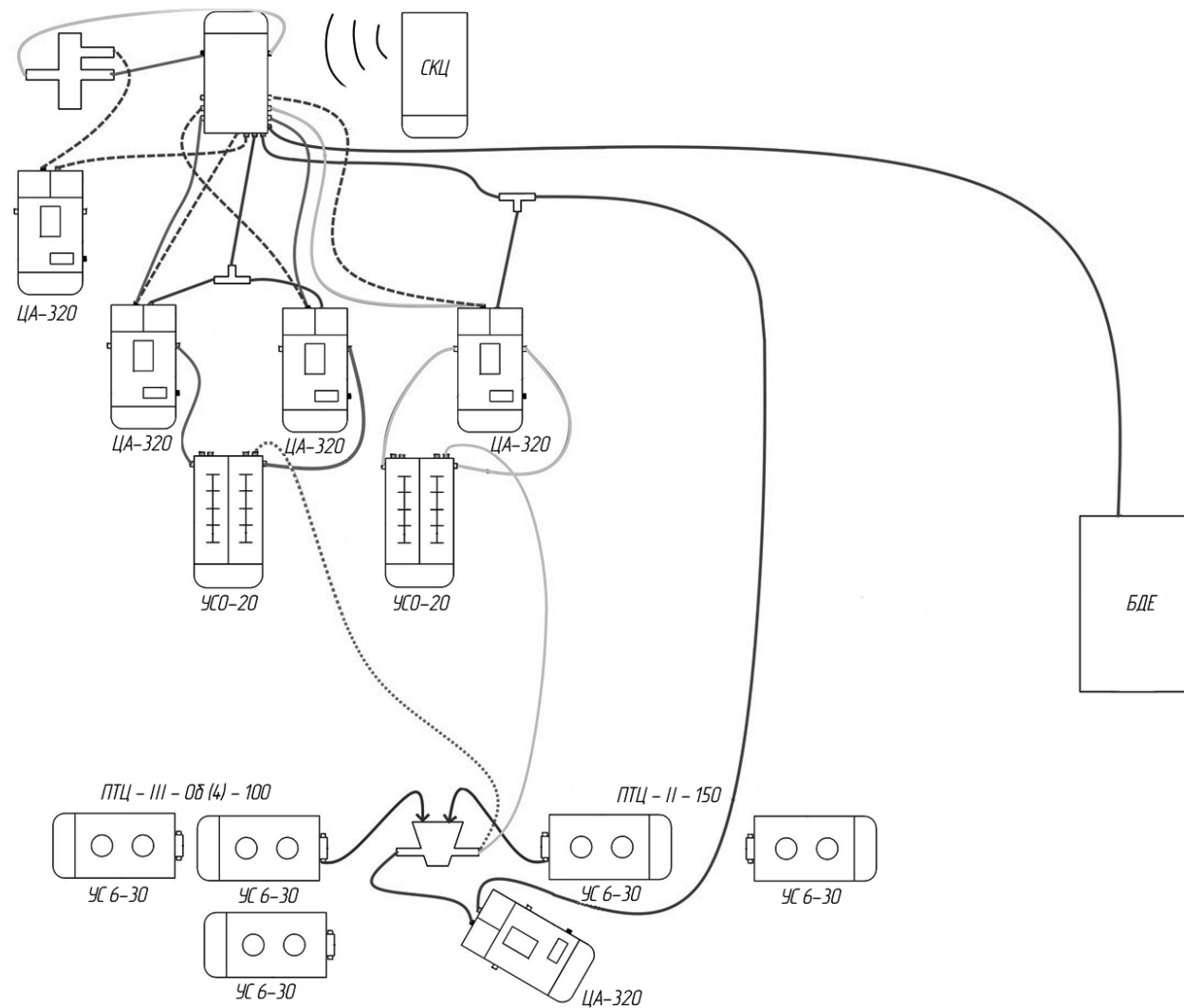


Рисунок 7 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования

2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Для повышения качества процессов спуска и цементирования эксплуатационной колонны примем следующую технологическую оснастку, представленную в таблице 24.

Таблица 24 – Технологическая оснастка обсадных колонн.

Название колонны, D _{усл}	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Кол-во элементов на интервале, шт.	Сумм. кол-во, шт.
		от (верх) по стволу	до (низ) по стволу		
Направление, 426 мм	БКМ-426 «ЮНГМ»	30	30	1	1
	ЦКОДУ-426 «Проммашсервис»	20	20	1	1
	ЦПЦ 426/490 «Нефтемаш»	0	30	2	2
	ПРП-Ц 426 «Нефтемаш»	20	20	1	1
Кондуктор, 324 мм	БКМ-324 «ЮНГМ»	704	704	1	1
	ЦКОДУ-324 «Проммашсервис»	694	694	1	1
	ЦПЦ 324/394 «Нефтемаш»	0	30	2	25
		30	704	23	
	ПРП-Ц 324 «Нефтемаш»	694	694	1	1
Техническая колонна, 245 мм	БКМ-245 «ЮНГМ»	2066	2066	1	1
	ЦКОДУ-245 «Проммашсервис»	2056	2056	1	1
	ЦПЦ 245/295 «Нефтемаш»	0	704	15	61
		704	2066	46	
	ПРП-Ц 245 «Нефтемаш»	2056	2056	1	1
Эксплуатационная колонна, 178 мм	БКОК-178 «ЮНГМ»	3474	3474	1	1
	ЦКОДУ-178 «Проммашсервис»	3464	3464	1	1
	ЦПЦ 178/220 «Нефтемаш»	0	2066	42	89
		2066	3474	47	
	ЦТ 178/220 «Нефтемаш»	0	700	35	60
		2622	3474	25	
	ПРП-Ц 178 «Нефтемаш»	3464	3464	1	1

Окончание таблицы 24

Хвостовик, 127 мм	БКОК-127 «ЮНГМ»	4196	4196	1	1
	ЦКОДУ-127 «Проммашсервис»	4186	4186	1	1
	ЦПЦ 127/156 «Нефтемаш»	3224	3474	5	75
		3474	4196	70	
	ЦТ 127/156 «Нефтемаш»	3496	4196	35	35
	ПРП-Ц 127 «Нефтемаш»	3464	3464	1	1
	ПХЗЦ 127/178 «ЗЭРС»	3224	3224	1	1

2.4.4 Проектирование процессов освоения скважин

2.4.4.1 Выбор жидкости глушения

Наиболее доступной и применяемой жидкостью глушения является водный раствор соли NaCl требуемой плотности.

Плотность жидкости глушения определяется по формуле (4):

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1+k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h} \quad (4)$$

где k – коэффициент, учитывающий превышение гидростатического давления над пластовым. Согласно пункта 210 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [31] давление столба промывочной жидкости должно превышать $P_{пл}$ на глубине 0–1200 метров на 10% ($k=0,1$), на глубине более 1200 м на 5% ($k=0,05$);

$P_{пл}$ – Пластовое давление испытываемого пласта, Па,

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1 + 0,05) * 31,2 * 10^6}{9,81 * 3110} = 1,075 \text{ кг/м}^3$$

Согласно пункта 295 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [31] при производстве работ по испытанию (освоению) скважин необходимо иметь запас жидкости глушения в количестве не менее двух объемов скважины.

Требуемый объем жидкости глушения определяется как объем обсаженного ствола скважины по формуле (5):

$$V_{\text{ж.г.}} = \frac{\pi}{4} \cdot d_{\text{вн}}^2 \cdot H \quad (5)$$

где $d_{\text{вн}}$ – средневзвешенный внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м;

H – глубина скважины, м.

$$V_{\text{ж.г.}} = \frac{\pi}{4} * 0,1564^2 * 4196 = 80,60 \text{ м}^3$$

2.4.4.2 Выбор типа перфоратора и расчет количества рейсов

Согласно техническому заданию и геологическому строению интервала продуктивного пласта, сложенного твёрдыми породами палеозойских отложений, была выбрана перфорационная кумулятивная система ПКТ105Н с зарядами ЗПКТ105Н-ТВ-ДЦ.

Спуск осуществляется на колонне НКТ.

Максимальная длина перфоратора – 500 м.

В таблице 25 отражены технические характеристики перфорационной системы. Расчет количества спуска перфоратора определяется исходя из плотности перфорации, количества одновременно спускаемых зарядов и мощности перфорируемого объекта.

Проектируемая скважина с зенитным углом более 60°, поэтому необходимо предусмотреть спуск перфорационной системы на колонне НКТ.

Таблица 25 – Технические характеристики перфорационной системы

Мощность перфорируемого объекта, м	Вид перфорации	Типоразмер перфоратора	Плотность перфорации, отв./1 м	Количество одновременно спускаемых зарядов	Количество спусков перфоратора
700	Кумулятивная	102/118	18	9000	2

2.4.4.3 Выбор типа пластоиспытателя

Пластоиспытатель выбирается в зависимости от диаметра скважины (внутреннего диаметра колонны), и способа спуска в скважину.

В данном случае выберем испытатель пластов трубный КИИЗ-95.

Условия эксплуатации данной модели:

– исследование в бурящихся скважинах диаметрами от 118 до 161 мм.

– исследование в обсаженных колонной скважинах диаметрами 127, 178 мм;

– работа в среде глинистого раствора, нефти, пластовой воды и т.д.

2.5 Выбор буровой установки

На основании расчета веса эксплуатируемых бурильных и обсадных труб, а также глубины бурения проектируется использование буровой установки БУ 4200/250 ЭК-БМЧ.

Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины представлены в таблице 26.1

Таблица 26.1 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

Выбранная буровая установка БУ 4200/250 ЭК-БМЧ			
Максимальный вес бурильной колонны с учетом веса СВП, тс ($Q_{бк}$)	131,63	$[G_{кр}]/Q_{бк}$	1,90
Максимальный вес обсадной колонны, с учетом веса СВП, тс ($Q_{об}$)	162,40	$[G_{кр}]/Q_{об}$	1,54
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	211,12	$[G_{кр}]/Q_{пр}$	1,18
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	250		
Расчет фундамента буровой установки			
Вес вышечно-лебёдного блока, т ($Q_{влб}$)	240	$k_{по} = P_o / P_{бо}$ ($k_{по} > 1,25$) $P_o = 1,58 \text{ кгс/см}^2$	1,58 > 1,25
Вес бурильной колонны и СВП, т ($Q_{бк}$)	162,40		
Вес обсадной колонны и СВП, т ($Q_{ок}$)	211,12		
Коэффициент, учитывающий возможность прихвата ($K_{п}$)	1,3		
Вес бурового раствора для долива, т ($Q_{бр}$)	0,5		
Площадь опорной поверхности фундаментов, м ² ($F_{бо}$)	36		

Буровая установка оснащена системой верхнего привода (СВП WARRIOR» 250P14.

Технические характеристики СВП представлены в таблице 26.2 [47].

Таблица 26.2 Технические характеристики СВП

Наименование	Тип	Грузоподъемность, т	Привод	Вес, т	Максимальный крутящий момент, Н*м (кг*м)
«WARRIOR» 250P14	ВСП	250	Гидравлический	6,12	43400 (4424)

3 Анализ причин и методов ликвидации прихватов бурильных и обсадных колонн

Одним из самых распространенных серьезных и дорогостоящих видов осложнений при бурении скважин, зачастую оканчивающихся ликвидацией скважины или бурением нового ствола, являются прихваты колонн бурильных или обсадных труб.

Почти треть прихватов в глубоких скважинах ликвидируется бурением нового ствола.

Прихватом следует считать процесс, характеризующийся потерей подвижности колонны труб или скважинных приборов, из-за прилипания под действием перепада давления, заклинивания в желобах, в местах сужения в результате осыпей и обвалов стенок скважины или образования сальника в затрубном пространстве. При этом подвижность не восстанавливается даже после приложения к ним максимально допустимых нагрузок с учетом запаса прочности материала (стали).

Как правило, прихватам предшествуют затяжки бурового инструмента, связанные с обвалами пород или попаданием бурильного инструмента в желоба, им же образованные и ликвидируемые без остановки технологического процесса.

В современных условиях бурения, характеризующихся разнообразием геологического строения районов, ростом глубин скважин, высокими давлениями и температурами, а также солевой агрессией, приводящими к деструкции бурового раствора, наличием толщ проницаемых отложений и неустойчивых пород, сложными конструкциями скважин и компоновок низа бурильных колонн, разнообразием систем химических обработок буровых растворов, сложной пространственной конфигурацией скважин, вопросам предупреждения прихватов бурильных и обсадных колонн, а также способам ликвидации последствий осложнений отводится первостепенная роль.

3.1 Классификация прихватов

Классификация видов прихватов бурового инструмента основывается на различных критериях. По типу причины образования исследователи выделяют прихваты:

- вызванные перепадом давления,
- прихваты инструмента в результате заклинивания,
- прихваты, возникающие при уменьшении диаметра ствола скважины.

С точки зрения степени тяжести последствий прихваты бурового инструмента могут быть классифицированы на следующие категории:

- без потери циркуляции,
- с ее потерей,
- прихваты, сопровождаемые авариями.

Также, специалисты выделяют три ключевых вида, по типу возникновения:

- геологические, обусловленные геологическими особенностями и характеристиками местности, являются единственным неустранимым типом причин прихвата;
- технологические, вызванные нарушениями технологий или режимов работы;
- организационные, включающие все возможные виды влияния человеческого фактора при организации работ.

3.2 Разновидности прихватов, условия их возникновения

3.2.1 Прилипание колонны труб к стенке скважины под действием перепада давления

Перепад возникает между гидростатическим и пластовым давлениями, при наличии в стволе скважины проницаемых отложений (песчаников, известняков и т.п.), а также при использовании глинистого бурового раствора и при наличии прижимающей силы, обусловленной нормальной составляющей веса труб, расположенных в зоне проницаемых отложений.

Этот вид прихватов возникает вследствие оставления колонны труб в неподвижном состоянии на определенное время, в течение которого поверхность труб соприкасается с фильтрационной коркой, постепенно уплотняющейся и принимающей на себя действие перепада давления. Обычно при возникновении этого вида прихватов циркуляция бурового раствора сохраняется.

3.2.2 Прихваты вследствие заклинивания низа колонн труб

Характерны для зон сужения стволов скважин, вызванных сработкой долот по диаметру в твердых породах, для интервалов резкого искривления оси ствола скважины, а также для интервалов интенсивного нарастания фильтрационных корок, обвалообразования и др.

3.2.3 Прихваты вследствие сальникообразования

Возникают в основном при разбуривании глинистых отложений или хорошо проницаемых пород, на которых формируется толстая фильтрационная корка. В этих условиях образованию сальников способствуют загрязненность ствола скважины выбуренной породой при его неудовлетворительной промывке, плохая очистка бурового раствора, спуск инструмента до забоя без промежуточных промывок и проработок ствола. Обычно, в случае прихватов вследствие сальникообразований циркуляция теряется частично или полностью.

3.2.4 Прихваты вследствие нарушения устойчивого состояния пород

Данные прихваты приурочены к интервалам обвалообразования и осыпей, а также пластического течения пород, слагающих стенки скважин.

3.2.4.1 Прихваты, вследствие обвалов в пластах с неуплотненной породой

Обвалы пород характерны для отложений глинистого комплекса и отличаются внезапностью, особенно при бурении перемятых, тектонически нарушенных, сильнотрещиноватых и склонных к набуханию пород. В процессе бурения при промывке обвалы сопровождаются резким повышением давления, приводящим в ряде случаев к гидроразрывам пластов и поглощениям,

интенсивным затяжкам и обильным выносам кусков обвалившейся породы, недохождением долота до забоя.

3.2.4.2 Прихваты, вызванные осыпями пластов с трещинами и разломами

Признаками осыпей пород являются: вынос оскольчатого шлама во время промывки скважины, посадки, затяжки инструмента, затруднения при спуске долота без проработок и интенсивных промывок, повышение давления в нагнетательной линии при бурении и проработках, сопровождающееся иногда поглощением бурового раствора

Возможные породы: известняк.

3.2.4.3 Прихваты, вызванные подвижными пластами

Проявления пластических течений пород, в основном соленосных отложений, обусловлены недостаточными противодавлениями, несоответствием типа бурового раствора составу пород, а также влиянием термодинамических процессов.

3.2.4.4 Прихваты в пластах с высокой реакционной способностью

Водная фаза из бурового раствора входит в реакцию с глинами в пласте, вызывая разбухание. Обломки взаимодействуют с водой в буровом растворе по пути к поверхности, образуя «глиняные шары».

Возможные породы: Глины/сланцы

3.2.5 Прихват вследствие желобообразования

Характеризуется появлением мгновенных больших затяжек при подъеме инструмента. Попытки освободить инструмент дополнительными натяжками приводят к еще большему затягиванию его в желобную выработку. Желоба вырабатываются при движении колонны по стенке скважины. На размер желоба влияют кривизна скважины, твердость пород, масса бурильной колонны, способ бурения.

3.2.6 Прихваты, связанные с заклиниванием колонн посторонними предметами

Возникают в результате упавших с устья скважины посторонних предметов или находившимися в стволе и не проявлявшими себя ранее. Чаще возникают мгновенно, ликвидировать их расхаживанием и установкой ванн обычно не удается.

3.2.7 Прихваты, происшедшие вследствие нарушения режима промывки

Характеризуются постепенным повышением давления при промывке, появлением затяжек, постепенным прекращением циркуляции. Указанное приводит к накоплению осадка из частиц шлама или утяжелителя в затрубном пространстве и трубах, а иногда и к поглощениям бурового раствора. Одной из причин подобных аварий являются промоины в колонне бурильных труб, хорошо прослеживаемые по снижению давления при циркуляции раствора.

3.2.8 Прихваты, вызванные сложной геометрией ствола скважины

В скважинах, которые пробурены с помощью гибкой КНБК, получившаяся траектория может быть труднопроходимой для негибкого инструмента. Спуск негибкого инструмента в такую скважину без предварительного расширения может привести к перехвату бурильной трубы.

3.2.9 Прихваты, вызванные смятием обсадной колонны

Подвижный характер пласта за пределами колонны приводит к ее смятию и, соответственно, уменьшению внутреннего диаметра. Возможные породы: соли, особенно с содержанием полигалита.

3.2.10 Прихваты, вызванные осыпями цементных блоков

При работе с обсаженными колоннами большого диаметра, которые находятся на небольшой глубине, существует опасность того, что большие куски цемента, отколовшиеся от башмака обсадной колонны, могут застрять у стенки скважины в процессе бурения.

Приведенное распределение прихватов по видам осуществлено по наиболее вероятным признакам или совокупностям признаков их возникновения. В природе взаимодействие различных факторов и процессов не приводит к возникновению прихвата только определенного вида. Процессы, происходящие в скважине при прихвате инструмента, взаимосвязаны и усложняют явления, дополняя друг друга. По сочетаниям конкретных ситуаций и признаков обычно удастся определить причину происшедшего прихвата, а также способы его ликвидации.

3.3 Меры профилактики прихватов

3.3.1 Основные правила предупреждения прихватов при проектировании строительства скважин

Меры по предотвращению прихватов определяются, прежде всего, на стадии разработки проекта строительства скважины или группового технического проекта ряда скважин с однотипными проектными решениями. Устранение или минимальная возможность возникновения прихватоопасной ситуации в конкретных горно-геологических условиях решается по следующим направлениям:

- выбор конструкции скважины производится на основе выделения зон с несовместимыми условиями бурения и разобщения их спуском и цементированием обсадных колонн.

- определяются прихватоопасные интервалы и устанавливаются разновидности прихватов, которые могут возникнуть при бурении их.

- выбирается вид промывочной жидкости, соответствующий горным породам геологического разреза. Современные требования к промывочной жидкости, способной предотвратить прихваты труб, включают необходимость быть инертной по отношению к породам в целях нерастворения их и неснижения прочности стенок скважины, обладать хорошей смазочной способностью и малым содержанием твердой фазы.

– разработка режима промывки должна учитывать энергетические показатели работы гидравлического забойного двигателя, эффективность удаления шлама с забоя и установления такого режима течения бурового раствора в кольцевом пространстве, который хорошо выполняет функции гидротранспорта шлам к устью скважины.

– выбирается рациональная конструкция бурильной колонны, подбираются компоновки низа бурильной колонны (КНБК) для каждого участка профиля скважины.

– разрабатывается график строительства скважины и материально-технического обеспечения буровой для предотвращения перерывов в процессе бурения.

– для скважин, время строительства которых превышает 1 месяц, должна быть составлена "Профилактическая карта по безаварийному ведению работ", в которой указывается перечень всех мероприятий по предотвращению аварий, включая и прихваты труб.

3.4 Способы ликвидации прихватов

Природа прихватов различна, поэтому и методы ликвидации их отличаются друг от друга и имеют свою специфику.

3.4.1 Расхаживание

Затяжки и небольшие прихваты обычно ликвидируются расхаживанием и проворачиванием ротором бурильной колонны. Расхаживание колонны не является самостоятельным и универсальным методом ликвидации прихвата. При расхаживании освобождается легко прихваченная колонна - в первые моменты после возникновения прихвата. Тем более эта операция необходима главным образом с целью предотвращения дальнейшего распространения зоны прихвата. Нужно помнить, что расхаживание противопоказано при затяжках в суженной части ствола и сальникообразованиях, заклинивании колонны в желобах.

3.4.2 Гидровибрирование колонны труб

Гидровибрирование не является самостоятельным способом ликвидации прихвата. Оно применяется в сочетании с расхаживанием колонны и установкой жидкостных ванн. Колебательные волны гидравлического канала передаются колонне труб. Вибрирование труб вызывает выделение свободной воды в зоне контакта трубы и фильтрационной корки, тем самым происходит снижение коэффициента трения и нарушение контакта труб со стенками скважины.

Гидровибрирование достигается отключением на время компенсаторов буровых насосов и оставлением в насосе в работе одного нагнетательного и одного всасывающего клапана.

3.4.3 Гидроимпульсный способ (ГИС)

Применяется для освобождения инструмента, прихваченного перепадом давления, сальником, заклиниванием в желобах и посторонними предметами. Способ не требует длительной подготовки и его применение может быть достаточно быстрым.

Механизм и ликвидации прихвата реализуется путём разгрузки колонны труб резким снятием предварительно созданных напряжений растяжения в материале труб и напряжений сжатия жидкости, находящейся внутри труб.

Верхний конец бурильных труб оборудуется нагнетательной головкой с кранами высокого давления, на отводных патрубках, задвижкой и диафрагмой. Колонна разгружается полностью или частично и подвешивается на тросах. В бурильную колонну закачивают воду или нефть, или дизельное топливо, или газ, при этом плотность бурового раствора в затрубном пространстве не должна быть менее 1350 кг/м³.

При разрыве диафрагмы давление в колонне резко падает, происходит перемещение труб из-за снижения растягивавших напряжений, а также переток бурового раствора из затрубного пространства в трубы с большой начальной скоростью и кратковременное снижение перепада давления вследствие понижения уровня раствора в затрубном пространстве.

3.4.4 Метод снижения уровня бурового раствора в скважине

Промывают скважину до выравнивания параметров бурового раствора и соответствия их требованиям проекта. Производят обвязку циркуляционной системы с учетом осуществления закачки воды вместо бурового раствора в бурильную колонну при помощи цементируемых агрегатов и контроля объема отбора ее из скважины путем пропуска через задвижку.

Закачивают расчетный объем воды в бурильную колонну и фиксируют давление в конце закачки. Осуществляют натяжение бурильной колонны до максимально безопасной нагрузки.

Отбирают из бурильной колонны через задвижку объем воды, необходимый для снижения уровня в затрубном пространстве до расчетной величины. Скорость отбора при этом должна быть минимальной. После понижения уровня жидкости в затрубном пространстве до расчетной величины бурильную колонну расхаживают. При освобождении бурильной колонны ее расхаживают, удаляют воду, скважину промывают, а затем поднимают бурильную колонну.

3.4.5 Установка жидкостных ванн

Это один из основных наиболее распространенных способов ликвидации прихватов. Он эффективен для освобождения труб в проницаемых породах, когда колонна прижата к стенке скважины перепадом дифференциального давления. По данным, 65 % прихватов этой категории ликвидируется путём установки жидкостных ванн. Способ не рекомендуется для освобождения колонн, заклиненных посторонними предметами, обвалившейся горной породой, в желобах, в суженной части ствола, а также бурильных труб в нарушенной обсадной колонне. Основным условием применения жидкостной ванны является сохранение циркуляции бурового раствора при прихвате.

В зависимости от причины прихвата и литологического состава пород применяют нефтяную, водяную или кислотную ванны.

Перед установкой ванны (любой) определяют гидростатическое давление на продуктивные пласты. Если это давление не превышает пластовое

более чем на 15%, то необходимо утяжелить буровой раствор. Кроме того, необходимо учитывать допустимые нагрузки на смятие спущенных промежуточных колонн с учетом их износа.

При выборе технологии установки ванны необходимо иметь в виду следующее:

- плотность жидкости для ванны желательно иметь равной или немного больше плотности бурового раствора, чтобы исключить всплытие нефти и не допустить фонтана.

- плотность, вязкость и СНС бурового раствора, находящегося в скважине, должны быть минимальными.

- объем жидкости для ванны должен быть равен вместимости скважины от долота до верхней границы прихвата плюс 50 %. При возможности жидкость ванны должна перекрывать все пласты с проницаемыми породами.

При освобождении колонну осторожно расхаживают с интенсивной промывкой, удаляют жидкость ванны, выравнивают параметры бурового раствора и поднимают колонну.

Особенности кислотных ванн. Для установки кислотных ванн используют в основном техническую соляную кислоту 8-14%-ной концентрации. Часто применяют смесь соляной и плавиковой кислот, раствор виннокаменной кислоты.

Особенности водяных ванн. Водяные ванны применяются в тех случаях, когда колонна труб заклинена в интервале залегания каменных (магниевого и натриевого) солей, в устойчивых песчано-глинистых и меловых отложениях.

3.4.6 Применение взрывного способа ликвидации прихватов

Принцип основан на «встряхивании» колонны взрывом. При взрыве торпеды напротив зоны прихвата ударная волна способствует отрыву труб от стенки скважины или от сальника. Метод «встряхивания» широко и эффективно применяют во многих районах страны. Он дает положительные результаты при использовании его сразу же после возникновения прихвата и перед установкой

ванны. Пока ведутся подготовительные работы для установки ванны, можно попытаться ликвидировать прихват методом «встряхивания» с помощью торпеды. Применение этого метода после ванн и других длительных работ не дает ощутимого результата.

Работы по торпедированию выполняются в следующей последовательности:

- выясняется причина возникновения прихвата;
- проводится расхаживание колонны и промывка скважины;
- определяется участок прихваченной колонны;
- в скважину спускает шаблон. В это время собирают торпеду заданной длины и опускают в скважину против всей длины участка прихвата;
- производится натяжение колонны с максимально допустимым усилием. Это правило не относится к прихватам, возникшим при затяжках труб в суженный участок ствола или в желобной выработке;
- колонна проворачивается ротором на максимально допустимое число оборотов;
- осуществляется взрыв;
- колонна расхаживается или отбивается ротором;
- кабель, груз и головка извлекаются из скважины, она промывается, освобожденная колонна поднимается.

3.4.7 Применение технических ударных механизмов

Ударные механизмы (яссы) широко применяются при ликвидации прихватов, вызванных заклиниванием, прилипаниями на большую высоту, а также обвалами. При работе с использованием ясса разрушается в зоне заклинивания связь между прихваченной частью колонны и стволом скважины. Наиболее широко применяют такие механизмы, как механический ударный (ГУМ) и вибрационный (ВУК).

Для ускорения ликвидации возникшего прихвата в начальной его стадии целесообразно устанавливать механические ударные устройства - яссы в

компоновку бурильной колонны, чтобы сразу же при обнаружении прихвата включить механизм в работу, особенно это важно при бурении в осложненных условиях.

Ликвидация прихватов с помощью ударных механизмов осуществляется, когда методы ликвидации прихвата без разъединения бурильной колонны не дали результата; длина извлекаемой части бурильной колонны не превышает 300 м; исключается отклонение в сторону верха прихваченной части колонны в зоне отвинчивания.

3.5 Выбор метода ликвидации

В практике бурения применяется ряд методов ликвидации прихватов бурильных и обсадных колонн. Общие принципы метода ликвидации прихвата следующие. Вначале рекомендуется применять методы, позволяющие ликвидировать прихват силами буровой бригады, без привлечения к этому дополнительных материалов. Затяжки и небольшие прихваты обычно ликвидируются путем расхаживания. Если расхаживание не дало результатов, выявляют возможность использования гидровибрирования насосами, гидроимпульса, способа снижения давления в зоне прихвата понижением уровня раствора в затрубном пространстве или способа многократного снижения давления в скважине. Применяют наиболее подходящий метод или последовательно один за другим.

Метод снижения уровня бурового раствора в затрубном пространстве, основанный на принципе сообщающихся сосудов. Этим методом снижается гидростатическое давление на прихваченные трубы и на проницаемый пласт. Простота и быстрота возможности его осуществления позволяют рекомендовать его как первоочередной. Если этот метод осуществить невозможно или он не дал положительных результатов, то колонну пытаются освободить жидкостной ванной, используя соответствующую жидкость. Так, прихваты, происшедшие под действием перепада давления, как правило, ликвидируют жидкостными ваннами (нефтяными, водяными, кислотными и щелочными).

При заклинивании колонны труб эффективно производить встряхивание колонны взрывом торпеды или применить механические средства. Если возможно в короткие сроки (через 3—5 ч) провести встряхивание колонны труб взрывом торпеды, то используют данный способ. Сначала пытаются освободить заклиненную колонну методом, исключающим разъединение бурильной колонны, и только после этого решается вопрос применения ударных механизмов, для установки которых обязательно требуется разъединение бурильной колонны над верхней границей прихвата.

Если, несмотря на принятые меры, бурильную колонну освободить не удастся, ее развинчивают по частям при помощи бурильных труб с левой резьбой. При развинчивании прихваченной части приходится вначале расфрезеровать сальник, образовавшийся вокруг труб. Этот процесс очень длителен и малоэффективен. Поэтому, если для извлечения прихваченной части бурильной колонны требуется много времени, обычно ее оставляют в скважине и обходят стороной. Такое отклонение ствола, называемое «уходом в сторону», производят, используя методы бурения наклонных скважин.

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1 Оценка коммерческого потенциала инженерных решений

4.1.1 Потенциальные потребители проекта

В связи с истощением большинства крупных мировых месторождений необходимо искать способы повышения КИН пластов. Таким образом, строительство скважин с горизонтальным участком позволяет увеличивать площадь дренирования продуктивного пласта, а использование технологии комбинированной эксплуатационной колонны позволяет экономить время на СПО и сокращать время строительства скважины.

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование.

Для данного проекта целевым рынком являются предприятия нефтяной отрасли, а сегментами рынка будут являться буровые и сервисные компании, чья деятельность связана со строительством скважин.

Продукт (результат НИР) – разработка технологических решений, которые обеспечивают наиболее эффективное, безопасное и экономически рентабельное строительство скважины в данных геологических условиях.

4.1.2 SWOT-анализ

SWOT-анализ представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского объекта, его применяют для исследований внешней и внутренней среды проекта. SWOT-анализ проводится в три этапа.

Результаты итоговой матрицы SWOT-анализа представлены на рисунке К.1 приложения К.

4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины

4.2.1 Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины

Нормативную продолжительность цикла строительства скважин определяют по отдельным составляющим его производственным процессам:

- строительно-монтажные работы;
- подготовительные работы к бурению;
- бурение и крепление ствола скважины;
- испытание скважин на продуктивность.

Продолжительность строительно-монтажных работ формируется на основе наряда на производство работ. При расчёте затрат времени в нормативной карте используются:

- данные геологической, технической и технологической части проекта;
- нормы времени на проходку 1 метра и нормы проходки на долото;
- справочник для нормирования спускоподъемных операций, вспомогательных, подготовительно-заключительных, измерительных и работ, связанных с креплением и цементированием скважин.

Основным документом для расчета нормативного времени для сооружения скважины являются «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые» [8]. Нормативное время на сборку и монтаж:

- оснований вышечно-лебедочного блока – 64,0 часа;
- оборудования и приспособлений вышечного блока – 153,1 часа;
- на сборку вышки – 305,5 часов;
- бурового, силового оборудования привышечных сооружений – 219,8 часов;
- оснований насосного блока – 258,0 часов;
- буровой установки – 79,6 часов.

Суммарное время на строительно-монтажные работы составит:

$$\sum T_{\text{мон}} = 64,0 + 153,1 + 305,5 + 219,8 + 258,0 + 79,6 = 1080,0 \text{ ч}$$

Норматив времени на подготовительные работы к бурению определяется также по единым нормам и составляет 96 часов или 4 суток. Суммарное нормативное время на механическое бурение по отдельным нормативным пачкам определяется по формуле (6):

$$T_{61} = T_{61} \times h, \quad (6)$$

где T_{61} – норма времени на бурение одного метра по ЕНВ, час;

h – величина нормативной пачки, метр.

Норма времени на бурение одного метра определяется для каждого региона индивидуально и зависит как от прочности разбуриваемой породы, так и от долота и его параметров. При расчёте нормативного времени на СПО вначале определяют количество спускаемых и поднимаемых свечей, а также число наращиваний по каждой нормативной пачке при помощи вспомогательных таблиц в справочнике или по формулам.

Нормативное время на подземные геофизические исследования (ПГИ) определяются согласно «Межотраслевым нормам времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ» [9].

Для расчета нормативного времени на испытание продуктивного пласта используются «Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин» [10].

Нормативное время на выполнение остальных операций рассчитывают на основании объема этих работ и норм времени по ЕНВ.

Нормативная карта по сооружению эксплуатационной скважины на нефтегазоконденсатном месторождении приведена в таблице К.2 приложения К.

4.2.2 Определение рейсовой, механической и коммерческой скоростей бурения

После обоснования продолжительности цикла строительства скважины должны быть определены скорости:

Механическая скорость бурения определяется по формуле (7):

$$V_m = \frac{H}{t_m}, \quad (7)$$

где H – длина скважины, м;

t_m – время механического бурения, час

$$V_m = \frac{4196}{310,94} = 13,82 \text{ м/ч},$$

Рейсовая скорость бурения определяется по формуле (8):

$$V_p = \frac{H}{t_m + t_{cno}} \quad (8)$$

где t_{cno} – время СПО, час.

$$V_p = \frac{4196}{310,94 + 32,42} = 12,52 \text{ м/ч}$$

Коммерческая скорость определяется по формуле (9):

$$V_k = \frac{H \cdot 720}{T_k}, \quad (9)$$

где T_k – календарное время бурения, час.

$$V_k = \frac{4196 \cdot 720}{685,33} = 4515,43 \text{ м/ст.мес.},$$

Средняя проходка на долото по скважине определяется по формуле (10):

$$h_{cp} = \frac{H}{n}, \quad (10)$$

где n – количество долот, необходимых для бурения скважины.

$$h_{cp} = \frac{4196}{5} = 859,6 \text{ м},$$

4.2.3 Линейный календарный график выполнения работ

Вахта работает пятнадцать дней по 12 часов в сутки через 12 часов отдыха. Затем пятнадцать дней выходных. Доставка вахт на месторождения осуществляется авиа- и автотранспортом. Буровая бригада состоит из 4 вахт и следующего количества обслуживающего персонала:

- буровой мастер	1 чел.
- помощник бурового мастера	1 чел.
- бурильщик 6 разряда	4 чел.
- бурильщик 5 разряда	4 чел.
- помощник бурильщика 5 разряда	4 чел.
- помощник бурильщика 4 разряда	4 чел.
- электромонтёр 5 разряда	4 чел.
- слесарь 5 разряда	2 чел.
- лаборант	2 чел.

Вышкомонтажные работы согласно нормативной карте составляют 1080 часов или 45 суток. Календарное время бурения 685,33 часов или 28,56 суток. Время, отводимое на испытания скважины на продуктивность, составляет 248,4 часов или 10,4 суток.

Линейный календарный график проведения работ по строительству эксплуатационной скважины на данном нефтегазоконденсатном месторождении приведен в таблице 27.

Таблица 27 – Линейный календарный график проведения работ по строительству скважины

Вид работ	Сутки	Месяцы			
		1	2	3	4
1. Вышкомонтаж	45,00				
2. Бурение	28,56				
3. Испытание	10,40				

4.3 Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли (НГО)

Смета на строительство скважины определяет сумму затрат, необходимых для выполнения этих работ, и является основой для заключения договоров между буровыми и нефтегазодобывающими предприятиями и финансирования буровых работ.

Затраты на строительство скважины определяют составлением сметно-финансовых расчетов. Эти расчеты основываются на единых районных единичных расценках (ЕРЕР), которые для эксплуатационных скважин определяются СНиП IV-5-82 Сборник 49. Данный документ имеет три части, так в части I представлены расценки на подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин [11], в части II – на строительные и монтажные работы [12], в части III – на бурение и испытание на продуктивность скважин [13].

Амортизация считается исходя из классификации основных фондов из Постановления правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года [14] методом начисления амортизации пропорционально объему выполненных работ. Это объясняется тем, что бурение имеет сезонный характер выполнения работ.

Сметные расчеты на бурение и крепление скважины представлены соответственно в приложении К в таблицах К.3 и К.4.

Для перевода цен 1984 года, в которых производится расчет согласно СНиП IV-5-82, используется индекс изменения сметной стоимости, устанавливаемый Координационным центром по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве. Для Томской области этот индекс составляет на январь 2019 года 215,95 [15].

Свод затрат на строительство скважины представлен в таблице К.5, приложение К.

Сметную себестоимость строительства скважины можно определить как разность между сметной стоимостью и плановыми накоплениями. Тогда сметная себестоимость одного метра проходки $C_c^{1м}$ определяется по формуле (11):

$$C_c^{1м} = \frac{C_{см} - П}{Н} \quad (11)$$

где $C_c^{1м}$ – сметная себестоимость строительства одного метра скважины;

$C_{см}$ – сметная стоимость строительства скважины;

П – плановые накопления.

$$C_c^{1м} = \frac{342\,987\,879 - 11\,896\,220}{4196} = 78906,5 \text{ руб/м}$$

4.4 Расчет эффективности мероприятия по внедрению новой техники и технологии

Рассмотрим в качестве новой внедряемой техники долота типа PDC с матричным корпусом. Его ключевыми особенностями являются увеличение механической скорости проходки (МСП) за счет возможности приложения к долоту большей осевой нагрузки, по сравнению с долотами со стальным корпусом, а также увеличение проходки на долото за счет большей стойкости матричного корпуса к абразивному воздействию шлама.

Расчет эффективности внедрения новых долот для интервала бурения под эксплуатационную колонну представлен в таблице К.6, приложение К.

Проанализировав таблицу можно сделать вывод, что при сооружении скважины наиболее экономически выгодным является использование матричного долота 222,7 FD 616 SM.

Учитывая, что экономия времени - 4,3 ч, экономия себестоимости метра проходки - 620 руб/м. Чем меньше временные затраты, тем выше эффективность сооружения скважины: обуславливается это высокой проходкой на долото, следовательно, уменьшением количества СПО в общем времени сооружения скважины.

5 Социальная ответственность

Целью данной выпускной квалификационной работы студента является проектирование строительства эксплуатационной наклонно- направленной скважины с горизонтальным участком (пласт Pz) на нефтегазоконденсатном месторождении Томской области. При проектировании определяются все необходимые технологические параметры, необходимые для безопасного и эффективного сооружения скважины, например, такие как: профиль и конструкция скважины, параметры режима бурения, компоновки низа бурильной колонны и другие не менее важные параметры. Также необходимо тщательно прорабатывать экономическую сторону вопроса и выбирать те технологии, которые обеспечат требуемую рентабельность. Сооружение скважины является последовательным процессом и вид работ, осуществляемый на данный момент, определяется каждым конкретным этапом строительства. Работы в процессе проходки ствола скважины могут включать: непосредственно бурение, наращивание колонны бурильных труб, спуско-подъемные операции, регенерацию свойств промывочной жидкости. При цементировании обсадных колонн: спуск обсадных труб, подготовка и обвязка цементировочной техники, затворение тампонажного раствора, закачка и продавка цемента и другие. Заканчивание и освоение скважины включают такие работы как: свабирование скважины, установку фонтанной арматуры и другие.

Разрабатываемые в данной работе решения могут быть использованы сервисными буровыми компаниями, чья сфера деятельности связана со строительством и заканчиванием скважин. Информация, представленная в разделе «Специальная часть» может быть использована научно-исследовательскими институтами, занимающимися разработкой винтовых забойных двигателей.

5.1 Производственная безопасность

5.1.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов, обоснование мероприятий по защите персонала буровой от их действия

Результаты анализа источников опасных и вредных факторов, характерных для строительства скважины, представлены в таблице 28

Таблица 28 – Производственные процессы, формирующие опасные и вредные факторы при строительстве скважины.

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74) [16]		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
<i>Производимые работы:</i> 1. Эксплуатация бурового оборудования; 1. Механическое бурение; 2. Спуско-подъемные операции; 3. Крепление ствола скважины обсадными трубами и цементирование; 4. Приготовление и обработка технологических жидкостей; 5. Освоение скважины.	1. Неудовлетворительные условия микроклимата на открытом воздухе; 2. Повышенный уровень шума 3. Повышенный уровень вибрации; 4. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды; 5. Недостаточная освещенность рабочей зоны; 6. Повреждения в результате контакта с живыми организмами.	1. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; 2. Электрический ток; 3. Расположение рабочего места на значительной высоте; 4. Пожаровзрывоопасность.	ГОСТ 12.1.003–83 [17] ГОСТ 12.1.007–76 [18] ГОСТ 12.1.012-2004[19] ГОСТ 12.4.125-83 [20] ГОСТ 12.2.003-91 [21] СП 52.13330.2011 [22] СНиП 2.04.05-91 [23] МР 2.2.7.2129-06 [24] ГОСТ Р 12.4.213-99[25] ГОСТ 12.1.029-80[26] ГОСТ 12.1.005-88[27] РД 10-525-03 [28] ГОСТ 12.3.003-86 [29] РД 34.21.122-87 [30]

5.1.2 Вредные производственные факторы

Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе

Нормирование параметров на открытых площадках не производится. Работаящие на открытой территории в зимний и летний периоды года должны быть обеспечены СИЗ, теплоизоляция и состав которого (головной убор, рукавицы, обувь) должны соответствовать климатическому региону [39]. Нормы приведены в таблице 29.

Таблица 29 – Режимы труда и отдыха в холодное время года [24]

Температура воздуха, °С	Продолжительность пребывания на открытом воздухе, ч	Число перерывов для обогрева в смену
-30	3,4	6
-35	2,0	9
-40	1,4	9

Превышенный уровень шума

Шум на рабочем месте возникает в процессе работы бурового оборудования. В соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ [17] постоянный производственный шум не должен превышать уровень звука в 80-90 дБА для данного вида работ. Мероприятия по устранению вредного воздействия шума включают в себя использование СИЗ (наушники, вкладыши) и коллективных средств защиты согласно ГОСТ Р 12.4.213-99 и ГОСТ 12.1.029-80 соответственно. К коллективным средствам защиты относятся: применение звукоизолирующих кожухов и звукопоглощающих облицовок.

Превышенный уровень вибрации

Вибрация возникает в процессе работы бурового оборудования, то есть при нарушении балансировки вращающихся частей установок, а также неправильном осуществлении технологических операций. Нормативные значения виброускорения и виброскорости составляют $0,1 \text{ м/с}^2$ и $2,0 \text{ мм/с}$ в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ [19]. Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование коллективных средств защиты (амортизационные подушки, виброизолирующие хомуты, увеличение массы основания) и СИЗ (виброгасящие коврики, виброрукавицы).

Повышенная загазованность воздуха рабочей среды

Для соблюдения требований ГОСТ 12.1.005-88 [27] содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций (ПДК), указанных в таблице 30.

Таблица 30 – ПДК вредных примесей в воздухе в рабочей зоне [35].

Наименование вещества	Величина ПДК _{рз} , мг/м ³	Наименование вещества	Величина ПДК _{рз} , мг/м ³
Выхлопные газы, в т.ч. содержащие: – Углеводороды – Диоксид серы – Диоксид углерода	-	Пары нефти, бензина	10
	100	Сероводород	3
	10	Оксиды серы	10
	9000	Меркаптаны	0,8

Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование коллективных средств защиты (вентиляция) в соответствии с требованиями СНиП 2.04.05-91 [23]. При приготовлении бурового раствора необходимо использовать СИЗ (респираторы, очки и рукавицы) в соответствии с ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ [18].

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Для выполнения работ в ночное время суток буровые установки оснащаются искусственным электроосвещением от ламп накаливания или ртутно- кварцевых ламп (взрывозащитные светильники марки НОБ-200, 300 и т.п.), которые питаются от сети напряжением 220 В. Нормы освещенности на буровой установке регулируются утвержденным приказом от 12.03.2013 г. №101 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности"» (далее ПБНГП) [31] и приведены в таблице 31.

Таблица 31 – Требования к освещению производственного объекта.

Пространство	Освещенность, лк	Пространство	Освещенность, лк
Роторный стол	100	Лестницы, марши, сходы, приемный мост	10
Превенторная установка	75	Аварийное освещение для продолжения работ	2
Путь движения талевого блока	30	Аварийное освещение для эвакуации людей	0,5

Также на рабочих площадках буровой установки требуется вести контроль освещенности, а именно проводить своевременную замену перегоревших ламп.

Повреждения в результате контакта с живыми организмами

Наибольшую опасность на объекте представляют насекомые как переносчики инфекционных заболеваний. К применению СИЗ относят использование специальной защитной одежды и репеллентных средств; к коллективным средствам защиты относятся оборудование и препараты для дезинсекции. Мероприятия проводятся в соответствии с Р 3.5.2.2487-09 [32].

5.1.3 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования

Источниками опасного фактора на рабочих площадках при строительстве скважины являются: механическое движение свечи бурильных труб во время спуско- подъемных операций, падения различных предметов с полати верхового, механическое движение автоматического ключа бурильщика (АКБ), подъем обсадных колонн с приемных мостков.

В результате воздействия внешней механической силы может возникнуть механическая травма, которая представляет собой повреждение тканей, частей тела и органов.

Мероприятия по устранению опасного фактора включают в себя проведение работ согласно ПБНГП [31], а также проведение инструктажей по ТБ, вывешивание оповещающих знаков, обеспечение рабочего персонала СИЗ.

Все грузоподъемные механизмы грузоподъемностью свыше 1 тонны должны быть поставлены на учет и испытаны согласно РД 10-525-03 [28].

Электрический ток

Мероприятия по предупреждению поражений электрическим током на объектах включают в себя:

- проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования установок согласно требованиям ПУЭ [33];

- обеспечение недоступности прикосновения к оголенным токоведущим частям, находящимся под напряжением;
- применение блокировочных устройств, защитного заземления буровой установки;
- применение изолирующих, защитных средств (резиновые перчатки, ботинки, инструмент) при обслуживании электроустановок;
- допуск к работе специально обученных лиц, имеющих группу по электробезопасности не ниже III.

Расположение рабочего места на значительной высоте

Мероприятия по предупреждению падений с рабочих площадок проводятся согласно ПБНГП [31] и включают в себя:

- использование верховым рабочим страховочного троса;
- оборудование рабочего места ограждением высотой не менее 1 м;
- установка маршевых лестниц с уклоном не более 60 градусов (у резервуаров - не более 50 градусов) и шириной не менее 0,65 м.

Пожаровзрывоопасность

В целях предотвращения пожара на буровой установке, которые чаще всего возникают посредством ГНВП, проводятся следующие мероприятия:

- запрет на расположение электропроводки в местах возможного повреждения и хранение ГСМ ближе 20 метров от установки;
- отведение специальных мест для курения и разведения огня;
- установка защитного заземления для исключения возможного возгорания от статического электричества;
- оснащение буровой установки молниезащитой для предупреждения возгорания от удара молнии (расчет молниезащиты приведен в приложении С);
- оборудование буровой средствами пожарными щитами согласно ПП РФ от 21.03.2017 г №316 «О противопожарном режиме» [36].

В целях предотвращения взрыва на буровой установке проводятся следующие мероприятия:

- исключение наличия источников возгорания;
- испытание сосудов, работающих под давлением, на давление, превышающее рабочее в полтора раза (согласно ПБНГП [31];
- установка контрольно-измерительных приборов (манометры и датчики), защитной аппаратуры и табличек;
- исключение вероятности достижения НПВ газами, поступающими из скважины, либо парами взрывоопасных веществ.

Нормы НПВ определяются согласно ГОСТ 12.1.044-84 ССБТ [37]:

- природный газ – не более 4% по объему;
- пары нефти, бензина – не более 1,25% по объему;
- сероводород – не более 4,3% по объему.

Меры по предотвращению достижения НПВ ограничиваются вентиляцией закрытых помещений, хранением нефтепродуктов в закрытой таре, и применением искробезопасного инструмента.

5.2 Экологическая безопасность

5.2.1 Анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду

Результаты анализа вредных воздействий на окружающую среду и природоохранные мероприятия для устранения воздействий представлены в таблице Т. 1 приложения Т.

5.2.2 Обоснование решений по обеспечению экологической безопасности

С целью уменьшения объема подлежащего утилизации бурового раствора, предусмотрена четырехступенчатая система очистки от шлама.

При бурении скважин для сбора шлама и жидких отходов бурения и освоения скважины на кустовой площадке строится шламовый амбар. Требования к сооружению амбаров регламентированы РД 51-1-96 [38].

Сроки проведения этапа ликвидации отходов и рекультивации определяются органами, предоставившими землю и давшими разрешение на проведение работ, связанных с нарушением почвенного покрова, на основе соответствующих проектных материалов и календарных планов, согласно ПП РФ от 23.02.1994 №140 [39].

При проведении этапа должны быть выполнены следующие работы:

- очистка площадки от бетонных и металлических отходов, снятие загрязненных грунтов, обезвреживание и захоронение их в шламовом амбаре, засыпка амбара, планировка площадки;
- строительство подъездных путей к некультивированным участкам, строительство въездов и дорог на них;
- покрытие площадки слоем плодородной почвы.

Биологический этап рекультивации земель должен осуществляться после полного завершения технического этапа и включает в себя весь комплекс агротехнических и фитомелиоративных мероприятий по восстановлению нарушенных земель. Этап осуществляется землепользователем за счет средств организации, нарушавшей землю.

Для обеспечения охраны недр и подземных вод настоящим проектом предусматривается строительство скважин в соответствии с действующими требованиями технологии бурения, крепления и испытания скважин в соответствии с ВРД 39-1.13-057-2002 [40].

Основной этап проектирования, обеспечивающий качественное строительство скважины несет в себе следующие природоохранные функции:

- обеспечение охраны недр путем надежной изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга;
- предупреждение возникновения нефтегазопроявлений и открытых выбросов нефти и газа;
- предотвращение проникновения газа в проницаемые горизонты путем

применения высокогерметичных труб типа ОТТГ, ОТТМ и применения специальной герметизирующей резьбовой смазки типа Р – 402;

– уменьшение степени загрязнения пластов в проекте, предусматривая ограниченную скорость спуска обсадных труб.

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

5.3.1 Анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин

Результаты анализа ЧС, возникающих при строительстве скважин, приведены в таблице 32.

Таблица 32 – Вероятные чрезвычайные ситуации на объекте

ЧС техногенного характера	ЧС природного характера
Пожары (взрывы) на производственном объекте	Геофизические опасные явления
Аварии с выбросом химически опасных веществ	Метеорологические опасные явления
Внезапное обрушение сооружений	Природные пожары

Из перечисленных ситуаций наиболее вероятным ЧС техногенного характера является ГНВП, возникающее при строительстве скважины при несоблюдении порядка проведения работ согласно ПБНГП [31]. ГНВП опасно переходом в открытое фонтанирование, которое чревато негативными последствиями, в том числе опасность для жизни и здоровья, потеря оборудования и полезных ископаемых.

Причинами возникновения ГНВП при строительстве скважин могут послужить неправильное планирование проведения работ, снижение гидростатического давления столба жидкости в скважине, освоение пластов с высоким содержанием газа, растворённого в жидкости, и воды.

5.3.2 Обоснование мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС

Мероприятия по предупреждению ГНВП включают в себя проведение работ согласно ПБНГП [31]. При появлении признаков поступления пластового флюида в скважину подается сигнал «Выброс». При этом буровая вахта обязана загерметизировать канал буровых труб, устье скважины, информировать об

этом руководство бурового предприятия и действовать в соответствии с планом ликвидации аварий согласно пункту 5 РД 08-254-98 [42].

5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Работа на буровой установке характеризуется вахтовым методом работы и наличием определенных ограничений на список лиц, допущенных к осуществлению работ, которые регламентируются главой 47 ТК РФ [43].

Лица женского пола не могут включаться в состав буровых бригад также согласно ПП РФ от 25.02.2000 г. №162 [44].

Работник буровой также имеет право на досрочную пенсию по старости по достижении возраста 55 лет, если он проработал на работах с тяжелыми условиями труда не менее 12 лет 6 месяцев и имеет страховой стаж не менее 25 лет, согласно Федеральному закону от 17.12.2001 №173-ФЗ (ред. от 04.06.2014, с изм. от 19.11.2015) «О трудовых пенсиях в Российской Федерации. Статья 27. Сохранение права на досрочное назначение трудовой пенсии».

5.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Работа буровой бригады выполняется стоя, рабочие места необходимо оборудовать в соответствии с ГОСТ 12.2.033-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования» [45].

- органы управления, используемые до 5 раз в смену, допускается располагать за пределами зоны досягаемости моторного поля;

- редко используемые средства отображения информации допускается располагать в вертикальной/горизонтальной плоскости под углом $\pm 60^\circ$ от нормальной линии взгляда.

Исключение составляют работы на буровых установках, оборудованных автоматизированным оборудованием, где место работы бурильщика оборудовано сиденьем. В таком случае рабочее место бурильщика должно

оборудоваться в соответствии с ГОСТ 12.2.032-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования» [46].

- конструкцией рабочего места должно быть обеспечено выполнение трудовых операций в пределах зоны досягаемости моторного поля;

- при работе двумя руками органы управления размещают с таким расчетом, чтобы не было перекрещивания рук;

- при необходимости освобождения рук операции, не требующие точности и быстроты выполнения, могут быть переданы ножным органам управления.

Заключение

В данной выпускной квалификационной работе были разработаны оптимальные технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком на нефтегазоконденсатном месторождении Томской области с соблюдением исходного технического задания.

По ходу работы был проведен анализ геологических условий скважины, газоносность, нефтеносность, водоносность, приведен список интервалов с возможными осложнениями и способам по их минимизации.

Кроме того, в технологической части работы приведен расчет профиля скважины, обоснование конструкции эксплуатационного забоя, выбран способ бурения, спроектирована компоновка низа бурильной колонны для каждого интервала с учетом рассчитанного профиля, а также проведен полный расчет по заканчиванию скважины (количество обсадных колонн, расчет на наружное и внутреннее избыточное давление, гидравлический расчет цементирования скважины и т.п.).

Результаты исследований в специальной части работы показывают, что данные экспериментов актуальны и требуют дальнейших планов на работу в данном направлении.

В разделе «Социальная ответственность» разобраны вопросы производственной и экологической безопасности, а также безопасности при чрезвычайных ситуациях

В разделе «Финансовый менеджмент» был приведен полный алгоритм расчета сметной стоимости. Так же определена стоимость всех работ по строительству скважины.

Все рассмотренные вопросы обеспечивают наиболее быстрое, качественное и безопасное строительство скважины.

Список литературы

1. Булатов, Анатолий Иванович. Бурение горизонтальных скважин : справочное пособие / А. И. Булатов, Е. Ю. Проселков, Ю. М. Проселков. — Краснодар: Советская Кубань, 2008. — 424 с.: ил.. — Библиогр.: с. 413-415.
2. Епихин А.В. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для слушателей программы профессиональной переподготовки «Бурение нефтяных и газовых скважин»/ А.В. Епихин, А.В. Ковалев; Томский политехнический университет. — Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2018. — 46 с.
3. А.И. Булатов, П.П. Макаренко, Ю.М. Проселков. Буровые промывочные и тампонажные растворы: Учебное пособие для вузов. — М.: ОАО «Издательство «Недра», 1999. — 424 с.
4. Газпромнефть [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://www.gazprom-neft.ru/press-center/sibneft-online/archive/2012-july-august/1103850/> (дата обращения 12.06.18)
5. Карапетов Р. В. Совершенствование конструкций винтовых забойных двигателей – одно из направлений повышения эффективности строительства и ремонта скважин / Р. В. Карапетов, С. Б. Бекетов –СевКавГТУ, 2007. – 77 с.
6. Балденко Д.Ф. Винтовые гидравлические машины. Том 2. Винтовые забойные двигатели / Д.Ф. Балденко, Ф.Д. Балденко, А.Н. Гноевых. — М.: ООО "ИРЦ Газпром", 2007. — 470 с.
7. Роснефть [Электронный ресурс] — Режим доступа: <https://www.rosneft.ru/about/Glance/>, свободный. — (дата обращения: 02.06.2018)
8. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс] Режим доступа: http://www.libussr.ru/doc_ussr/usr_13204.htm, свободный. — (дата обращения: 02.06.2018)
9. Межотраслевые нормы времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ [Электронный ресурс] Режим доступа:

http://www.opengost.ru/iso/75_gosty_iso/75020_gost_iso/14403-mezhotraslevye-normy-vremeni-na-geofizicheskie-issledovaniya-v-skvazhinahproburenyh-na-neft-i-gaz.html (дата обращения: 03.06.2018).

10. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://lawru.info/dok/1986/03/07/n117807.htm> (дата обращения: 03.06.2018).

11. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть I. Раздел I Подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин.

12. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть II. Раздел II Строительные и монтажные работы.

13. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть III. Раздел III. Бурение и испытание на продуктивность скважин.

14. Постановление правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года “О внесении изменений в постановление правительства Российской Федерации от 01 января 2002 г. №1”.

15. Письмо Координационного центра по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве от 12 января 2018 г. № КЦ/2018-01ти “Об индексах изменения сметной стоимости строительства по Федеральным округам и регионам Российской Федерации на январь 2018 года”.

16. ГОСТ 12.0.003-74 Опасные и вредные производственные факторы. Классификация

17. ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

18. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.

19. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования

20. ГОСТ 12.4.125-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства коллективной защиты работающих от воздействия механических факторов. Классификация

21. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
22. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.
23. СНиП 2.04.05-91 Отопление, вентиляция и кондиционирование
24. МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха, работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях
25. ГОСТ Р 12.4.213-99 Система стандартов безопасности труда. Средства индивидуальной защиты органа слуха. Противошумы. Упрощенный метод измерения акустической эффективности противошумных наушников для оценки качества.
26. ГОСТ 12.1.029-80 Система стандартов безопасности труда. Средства и методы защиты от шума.
27. ГОСТ 12.1005-88 ССБТ Общие санитарно- гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
28. РД 10-525-03 Рекомендации по проведению испытаний грузоподъемных машин.
29. ГОСТ 12.3.003-86 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Работы электросварочные.
30. РД 34.21.122-87 Инструкция по устройству молниезащиты оснований и сооружений.
31. Приказ от 12 марта 2013 года N 101 Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности";
32. Р 3.5.2.2487-09 «Руководство по медицинской дезинсекции»;
33. Приказ Минэнерго России №204 от 08.07.2002 об утверждении «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ);
34. РД 34.21.122-87 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений».
35. ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.

36. ПП РФ от 21.03.2017 г №316 «О противопожарном режиме»
37. ГОСТ 12.1.044-84 «Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения»
38. РД 51-1-96 «Требования к сооружению амбаров»
39. ПП РФ от 23.02.1994 №140 «О рекультивации земель, снятии, сохранении и рациональном использовании плодородного слоя почвы»
40. ВРД 39-1.13-057-2002 «Регламент организации работ по охране окружающей среды при строительстве скважин»
41. РД 51-1-96 «Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на суше на месторождениях углеводородов поликомпонентного состава, в том числе сероводородсодержащих».
42. РД 08-254-98 «Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности»
43. "Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 05.02.2018); Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом
44. ПП РФ от 25.02.2000 г. №162 "Об утверждении перечня тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда женщин"
45. ГОСТ 12.2.033-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ)
46. ГОСТ 12.2.032-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования»
47. Анашкина А. Е. Системы верхних приводов буровых установок / А. Е. Анашкина, И. А. Осипенко. – Тюмень: ТГНУ, 2012. – 24 с.

Приложение А
(Обязательное)
Геологические условия бурения

Таблица А.1 – Проектный стратиграфический разрез

Глубина залегания, м			Стратиграфическое подразделение		Коэффициент кавернзности в интервале
от	до	мощность	название	индекс	
1	2	3	4	5	6
0	20	20	Четвертичная система	Q	1,45
20	190	170	Некрасовская свита	Pg ₃ nk	1,45
190	360	170	Чеганская свита	Pg ₃₋₂ cg	1,45
360	420	60	Люлинворская свита	Pg ₂ ll	1,45
420	460	40	Талицкая свита	Pg ₁ tl	1,45
460	500	40	Ганькинская свита	K ₂ gn	1,45
500	540	40	Славгородская свита	K ₂ sl	1,45
540	650	110	Ипатовская свита	K ₂ ip	1,45
650	680	30	Кузнецовская свита	K ₂ kz	1,45
680	1580	900	Покурская свита	K ₁₋₂ pk	1,10
1580	1590	10	Алымская свита	K ₁ al	1,10
1590	2290	700	Киялинская свита	K ₁ kls	1,10
2290	2375	85	Тарская свита	K ₁ tr	1,10
2375	2610	235	Куломзинская свита	K ₁ klm	1,10
2610	2640	30	Баженовская + Георгиевская свита	J ₃ bg + J ₃ gr	1,10
2640	2720	80	Васюганская свита	J ₃ vs	1,10
2720	3040	320	Тюменская свита	J ₂ tm	1,20
3040	3070	30	Салатская свита	J ₁ sal	1,20
3070	3075	5	Тогурская свита	J ₁ tog	1,20
3075	3080	5	Кора выветривания	J ₁ к.в.	1,20
3080	3150	70	Палеозой	Pz	1,30

Таблица А.2 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфическог о подразделения	Интервал, м		Горная порода	
	от	до	краткое название	процент в интервале
1	2	3	4	5
Q	0	20	торф	40
			пески	40
			супеси	10
			алевриты	10
Pg ₃ nk	20	190	глины	50
			суглинки	10
			супеси	10
			алевриты	10
			пески	10
Pg ₃₋₂ cg	190	360	глины	80
			алевриты	20

Окончание таблицы А.2

1	2	3	4	5
Pg ₂ ll	360	420	глины алевролиты	80 20
Pg ₁ tl	420	460	глины алевриты	50 50
K ₂ gn	460	500	глины	100
K ₂ sl	500	540	глины	100
K ₂ ip	540	650	глины глины алевролиты	80 10 10
K ₂ kz	650	680	глины	100
K ₁₋₂ pk	680	1580	пески песчаники алевролиты глины	40 30 20 10
K ₁ al	1580	1590	глины	100
K ₁ kls	1590	2290	песчаники алевролиты глины	40 30 30
K ₁ tr	2290	2375	песчаники аргиллиты	65 35
K ₁ klm	2375	2610	аргиллиты песчаники алевролиты	40 30 30
J ₃ bg + J ₃ gr	2610	2640	аргиллиты	100
J ₃ vs	2640	2720	песчаники алевролиты аргиллиты	50 30 20
J ₂ tm	2720	3040	песчаники алевролиты аргиллиты угли	50 10 30 10
J ₁ sal	3040	3070	песчаники алевролиты аргиллиты	40 20 20
J ₁ tog	3070	3075	аргиллиты	95
J ₁ к.в.	3075	32080	аргиллиты известняки	60 40
Pz	3080	3150	известняки	100

Таблица А.3 – Прогноз физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Краткое название горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Проницаемо сть, мД	Глинистость , %	Карбонатнос ть, %	Твердость, кгс/мм ²	Расслоеннос ть, %	Абразивност ь	Категория породы промысло вой классифик ации
	от (верх)	до (низ)										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Q	0	20	торф	1,9	-	500	-	0	0	1	10	мягкая
			пески	2,0	-	0	-	0	15	3	10	мягкая
			супеси	2,6	-	50	-	0	10	3	10	мягкая
			алевриты	2,6	-	50	-	0	10	3	10	мягкая
Pg ₃ nk	20	190	глины	2,4	-	600	-	0	0	1	10	мягкая
			суглинки	2,4	-	0	95	0	10	2	4	мягкая
			супеси	2,0	-	0	30	0	10	2	4	мягкая
			алевриты	2,0	-	0	-	0	15	3	10	мягкая
			пески	2,6	-	50	-	0	10	3	10	мягкая
Pg ₃₋₂ cg	190	360	глины	2,6	-	50	-	0	10	3	10	мягкая
			алевриты	2,4	-	0	95	0	0	1	4	мягкая
Pg ₂ ll	360	420	глины	2,1	-	0	95	0	10	2	4	мягкая
			алевролиты	2,6	-	50	-	0	10	3	10	мягкая
Pg ₁ tl	420	460	глины	2,4	-	1	90	0	10	2	4	мягкая
			алевриты	2,6	-	50	-	0	10	3	10	мягкая
K ₂ gn	460	500	глины	2,60	-	5	95	2	25	3	4	мягкая
K ₂ sl	500	540	глины	2,60	-	5	95	2	25	3	4	мягкая
K ₂ ip	540	650	глины	2,4	-	0	90	0	15	3	4	мягкая
			глины	2,6	32	450	8	3	25	2	10	мягкая
			алевролиты	2,6	-	50	-	0	10	3	10	мягкая
K ₂ kz	650	680	глины	2,4	-	0	90	2	15	3	1	мягкая

Окончание таблицы А.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
K ₁₋₂ pk	680	1580	пески	2	-	0	95	2	25	3	4	мягкая
			песчаники	2,6	31,5	1000	5	3	30	2	10	средняя
			алевролиты	2,6	13,5	10	18	5	35	3	6	средняя
			глины	2,5	38	1450	7	3	20	1	10	средняя
K ₁ al	1580	1590	глины	2,67	-	10	95	2	25	3	4	мягкая
K ₁ kls	1590	2290	песчаники	2,60	26,2	100	5	5	30	2	10	средняя
			алевролиты	2,69	-	30	25	5	-	3	10	средняя
			глины	2,60	-	5	95	2	25	3	4	мягкая
K ₁ tr	2290	2375	песчаники	2,60	25	50	20	5	40	3	10	средняя
			аргиллиты	2,67	-	5	95	5	50	3	4	средняя
K ₁ klm	2375	2610	аргиллиты	2,60	17	240	20	5	45	3	10	средняя
			песчаники	2,69	-	30	25	5	35	3	6	средняя
			алевролиты	2,67	-	2	95	5	50	3	4	средняя
J ₃ bg + J ₃ gr	2610	2640	аргиллиты	2,67	-	0	95	5	70	3	4	средняя
J ₃ vs	2640	2720	песчаники	2,67	-	5	0	0	120	4	5	средняя
			алевролиты	2,69	-	15	25	5	70	3	6	твёрдая
			аргиллиты	2,60	18,0	32	20	5	65	3	10	средняя
J ₂ tm	2720	3040	песчаники	2,67	-	-	90	5	130	3	4	твёрдая
			алевролиты	2,69	-	-	25	5	120	3	6	твёрдая
			аргиллиты	2,60	12,6	2,09	20	5	12	3	10	твёрдая
			угли	1,2	-	0	0	0	25	4	5	средняя
J ₁ sal	3040	3070	песчаники	2,60	15	2,09	20	5	120	3	10	твёрдая
			алевролиты	2,4	10	5	25	5	150	4	6	твёрдая
			аргиллиты	2,67	-	5	90	5	10	5	4	твёрдая
J ₁ tog	3070	3075	аргиллиты	2,67	-	5	90	5	130	3	4	твёрдая
J ₁ к.в.	3075	3080	аргиллиты	2,5	10	5	25	5	150	4	6	твёрдая
			известняки	2,60	-	5	90	5	130	3	4	твёрдая
Pz	3080	3150	известняки	2,75	24,2	64,1	35	80	170	4	4	твёрдые

Таблица А.4 – Прогноз давлений и температур по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Прогнозируемый интервал		Градиент давлений, кгм*см²/м								Температура в конце интервала °С
	от	до	пластового		порового		гидроразрыва		горного		
			от	до	от	до	от	до	от	до	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q	0	20	0,000	0,100	0,000	0,100	0,000	0,200	0	0,22	3
Pg ₃ nk	20	190	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,22	0,22	10
Pg ₃₋₂ cg	190	360	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,22	0,22	15
Pg ₂ ll	360	420	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,22	0,22	16
Pg ₁ tl	420	460	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,195	0,22	0,22	18
K ₂ gn	460	500	0,100	0,100	0,100	0,100	0,195	0,195	0,22	0,23	20
K ₂ sl	500	540	0,100	0,100	0,100	0,100	0,195	0,195	0,23	0,23	20
K ₂ ip	540	650	0,100	0,100	0,100	0,100	0,195	0,195	0,23	0,23	21
K ₂ kz	650	680	0,100	0,100	0,100	0,100	0,195	0,190	0,23	0,23	21
K ₁₋₂ pk	680	1580	0,100	0,100	0,100	0,100	0,190	0,190	0,23	0,23	52
K ₁ al	1580	1590	0,100	0,100	0,100	0,100	0,190	0,170	0,23	0,23	65
K ₁ kls	1590	2290	0,100	0,100	0,100	0,100	0,170	0,165	0,23	0,23	75
K ₁ tr	2290	2375	0,100	0,100	0,100	0,100	0,165	0,160	0,23	0,23	79
K ₁ klm	2375	2610	0,100	0,100	0,100	0,100	0,160	0,160	0,23	0,23	79
J ₃ bg + J ₃ gr	2610	2640	0,100	0,101	0,101	0,100	0,160	0,160	0,23	0,24	87
J ₃ vs	2640	2720	0,101	0,101	0,101	0,100	0,160	0,160	0,24	0,24	90
J ₂ tm	2720	3040	0,100	0,100	0,100	0,100	0,160	0,160	0,24	0,24	00
J ₁ sal	3040	3070	0,100	0,101	0,100	0,100	0,160	0,160	0,24	0,24	101
J ₁ tog	3070	3075	0,101	0,101	0,101	0,100	0,160	0,160	0,24	0,24	102
J ₁ К.В.	3075	3080	0,101	0,105	0,100	0,105	0,160	0,160	0,24	0,24	103
Pz	3080	3150	0,105	0,105	0,105	0,105	0,160	0,155	0,24	0,25	107

Приложение Б
(Обязательное)
Характеристика газонефтеводности месторождения

Таблица Б.1 – Нефтегазоводоносность по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Тип коллектора	Плотность, г/см ³ (в пласт. усл.)	Свободный дебит, м ³ /сут	Газовый фактор, м ³ /м ³
	от	до				
1	2	3	4	5	6	7
Нефтеносность						
K ₁ (Б9)	2390	2400	Поровый	0,686	до 100	30-60
J ₂ (Ю ₇)	2795	2820	Поровый	0,681	-	156
J ₂ (Ю ₁₀)	2905	2920	Поровый	0,681	-	156
J ₂ (Ю ₁₄)	3010	3030	Поровый	0,681	-	156
J ₁ (Ю ₁₅)	3040	3060	Поровый	0,683	20-70	156
к.в. (М)	3075	3080	Порово-трещинновато-каверновый	0,682	н.д.	н.д.
M1	3080	3110	Порово-трещинновато-каверновый	0,682	0-550	198,0
Газоносность						
к.в. (М)	3075	3080	Порово-трещинновато-каверновый	0,745	-	-
Pz (M1)	3080	3110	Порово-трещинновато-каверновый	0,779	96-503	-
Водоносность						
Q	0	20	Поровый	1,00	20-160	-
Pg ₃ nk	20	190	Поровый	1,00	до 300	-
K ₁₋₂ pk	680	1580	Поровый	1,004	168-492	-
K ₁ kls - K ₁ klm	1590	2610	Поровый	1,010	100-200	-
J ₃ vs - J ₃ tm	2640	2900	Терригенный	1,022	до 100	-
PZ	3110	3150	Порово-трещинновато-каверновый	1,027	до 250	-

Приложение В
(Обязательное)
Зоны возможных осложнений

Таблица В.1 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Прогнозируемые интервалы поглощения по вертикали, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	от	до		
1	2	3	4	5
Q – Pg ₃ nk	0	190	Поглощения бурового раствора	Интенсивность поглощения 1 м ³ /час, на интервале 3075-3150 м - 10 м ³ /час. Увеличение плотности промывочной жидкости, репрессия на пласт более 20% гидростатического давления.
K ₁₋₂ pk	680	1580		
к.в.+ Pz	3075	3150		
Q – Pg ₃ nk	0	190	Осыпи и обвалы стенок скважины	Несоответствие параметров бурового раствора проектным значениям, недостаточное противодействие столба бурового раствора на стенки скважины, повышенная водоотдача, неудовлетворительная ингибирующая способность по отношению к глинистым породам, подъём инструмента с поршневанием, несоблюдение режима долива, несоответствие режима бурения при прохождении отложений, склонных к осыпям и обвалам.
K ₁ –K ₂	680	2375		
J ₃ bg+ J ₃ gr + J ₃ vs	2610	2720		
к.в.+ Pz	3040	3150		
Q – Pg ₂₋₃ cg	0	360	Прихватоопасные зоны	Несоблюдение проектных параметров бурового раствора, режима промывки, недостаточная очистка забоя от выбуренной породы; причина возникновения: от обвала неустойчивых пород
Pg ₂ ll - K ₂ sl	360	540		
K ₁₋₂ pk	680	1590		
J ₁	3040	3070		
Pz	3080	3150		
Q – Pg ₃ nk	20	190	Водопроявления	Несоблюдение параметров БР, снижение противодействия на пласт ниже гидростатического. Превышение скорости подъёма инструмента; тип проявления: перелив воды
K ₁₋₂ pk	680	1580		
K ₁ kls + tr	1590	2375		
K ₁ klm	2400	2610		
J ₃ vs	2640	2720		
J ₂ tm	2780	2790		
J ₂ tm	2820	2900		
к.в.+ Pz	3110	3150		

Окончание таблицы В.1

1	2	3	4	5
К ₁ klm(Б9)	2390	2400	Нефтепроявления	Несоблюдение параметров бурового раствора, снижение противодавления на пласт ниже гидростатического. Превышение скорости подъёма инструмента; Перелив бурового раствора, пленка нефти, увеличение водоотдачи, полное поглощение.
J ₂ tm	2795	2820		
J ₂ tm	2905	2920		
J ₂ tm	3010	3030		
J ₁ sal	3040	3060		
к.в.+ Pz	3075	3080		
к.в.+ Pz	3080	3150		
к.в.+ Pz	3075	3080	Газопроявления	Несоблюдение параметров бурового раствора, снижение противодавления на пласт ниже гидростатического. Превышение скорости подъёма инструмента; Перелив бурового раствора, увеличение водоотдачи, полное поглощение.
к.в.+ Pz	3080	3150		

Приложение Г (Обязательное)

Данные по проектированию конструкции скважины

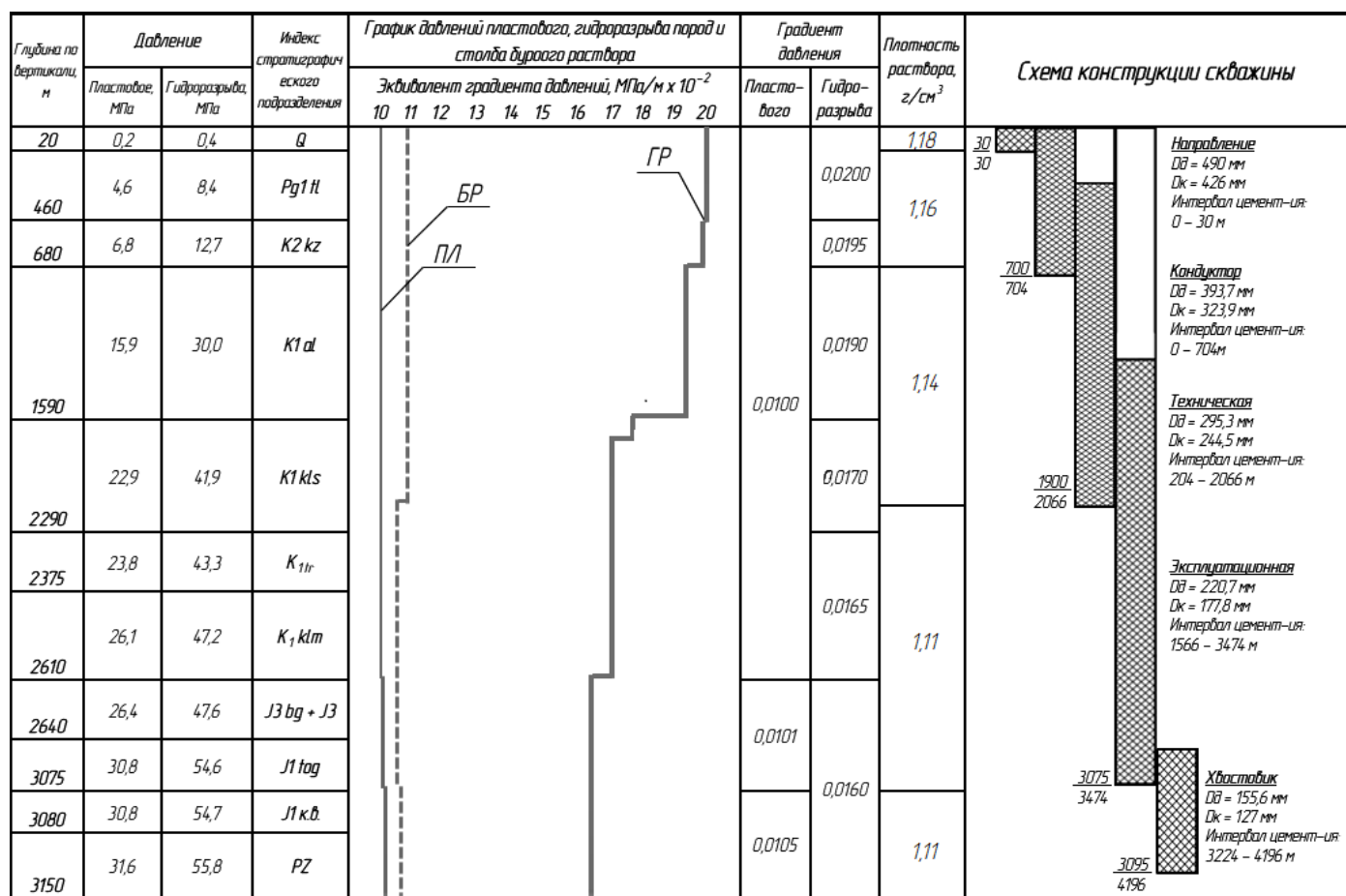


Рисунок Г.1 – График совмещенных давлений

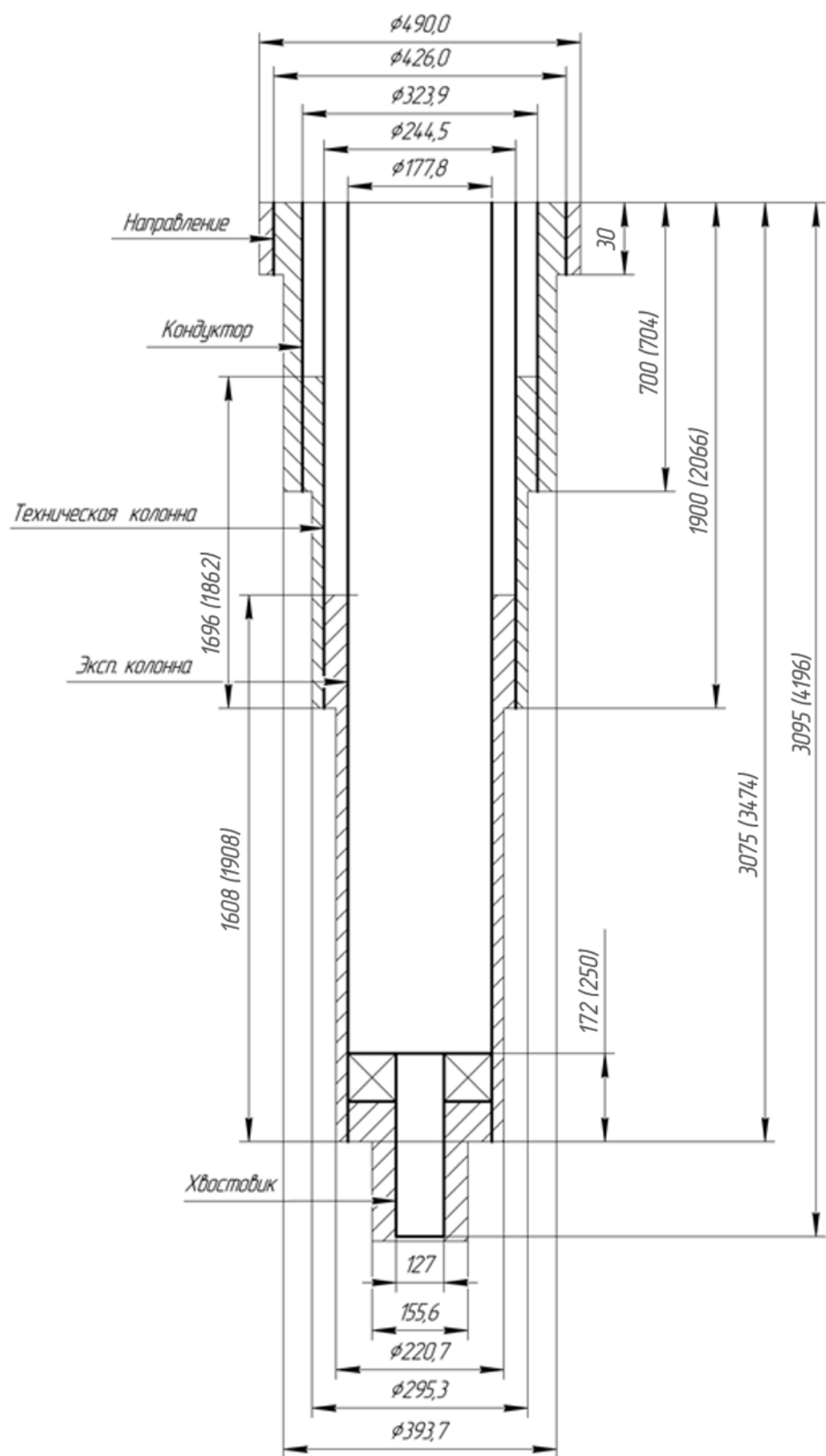


Рисунок Г.2 – Конструкция скважины

Таблица Г.1 – Результаты проектирования конструкции скважины

Название колонны	Глубина спуска, м				Интервал цементирования, м		Внешний диаметр колонны, мм	Диаметр бурового долота на интервале, мм
	расчётная по вертикали	запроектирован- ная по вертикали	расчётная по стволу	запроекти- рованная по стволу	по вертикали	по стволу		
Направление	30	30	30	30	0–30	0–30	426,0	490,0
Кондуктор	700	700	704	704	0–700	0–704	323,9	393,7
Техническая колонна	1900	1900	2066	2066	204–1900	204–2066	244,5	295,3
Эксплуатационная колонна	3075	3075	3474	3474	1467–3075	1566–3474	177,8	220,7
Хвостовик	3095	3095	4196	4196	2903–3095	3224–4196	127,0	155,6

Приложение Д
(Обязательное)

Выбор долот по интервалам

Таблица Д.1 – Выборка долот для строительства проектируемой скважины

Интервал		0–30	30–704	704–2066	2066–3474	3474–4196
Шифр долота		III 490,0 М-ЦГВ	БИТ 393,7 В 419 TCP	БИТ 295,3 ВТ 619 TCB	БИТ 220,7 ВТ 613 YCB	БИТ 155,6 ВТ 613 YCB
Тип долота		Шарошечное	PDC	PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		490,0	393,7	295,3	220,7	155,6
Тип горных пород		М	МС	С	Т	Т
Присоединительная резьба	ГОСТ	H3-177	M3-177	H3-152	H3-117	H3-66
	API	7 5/8 REG	6 5/8 REG	6 5/8 REG	4 ½ REG	3 ½ REG
Длина, м		0,4	0,455	0,4	0,3	0,18
Масса, кг		300	176	90	47	28
G, тс	Рекомендуемая	3-8	3-8	5-12	5-15	5-10
	Предельная	52	12	12	12	8
n, об/мин	Рекомендуемая	40–60	100–140	100–140	140–180	120–140
	Предельная	60	140	140	180	140
Калибратор		-	К 393,7 МС	2К 295,3 МС	1КС 215,9 СТ	-

Приложение Е
(Обязательное)

Режимы бурения скважины по интервалам

Таблица Е.1 – Осевая нагрузка по интервалам бурения

Интервал	0–30	30–704	704–2066	2066–3474	3474–4196
Исходные данные					
D _д , см	49,00	39,37	29,53	22,07	15,56
G _{пред} , кН	510	118	118	118	78,45
Результаты проектирования					
G _{доп} , кН	407	94	94	94	63
G _{проект} , кН	78	94	94	94	63

Таблица Е.2 – Частота вращения породоразрушающего инструмента по интервалам бурения

Интервал	0–30	30–704	704–2066	2066–3474	3474–4196
Исходные данные					
V _л , м/с	3	1,5	1,5	1,5	1,5
D _д	0,49	0,3937	0,2953	0,2207	0,1556
	490,0	393,7	295,3	220,7	155,6
τ, мс	5	-	-	-	-
z	24	-	-	-	-
α	0,8	-	-	-	-
Результаты проектирования					
n ₁ , об/мин	124	73	97	130	184
n ₂ , об/мин	325	-	-	-	-
n ₃ , об/мин	848	-	-	-	-
n _{стат} , об/мин	60	100	120	130	140
n _{проект} , об/мин	60	73	97	130	140

Таблица Е.3 – Технические характеристики запроектированных забойных двигателей

Интервал	30–704	704–2066	2066–3474	3474–4196
Двигатель	ДРУ-240РС	ДРУ-210РС	ДРУ1-195РС	ДОТ3-106РС
Наружный диаметр, мм	240	210	195	106
Длина, м	7,04	7,58	7,99	6,99
Масса, кг	2050	1505	1366	346
Расход жидкости, л/с	30–75	30–57	19–38	6–12
Число оборотов, об/мин	30-170	50-190	85-200	70-230
Максимальный рабочий момент, кН*м	14,54	15,00	14,57	2,14
Мощность двигателя, кВт	46–260	105–322	171–333	18–56
Заходность ротор/статор, Z _p /Z _{ст}	7/8	7/8	6/7	6/7
Присоединительная резьба (долото/труба)	3-171 / 3-171	3-152 / 3-152	3-117 / 3-152	3-66 / 3-66

Приложение Ж
(Обязательное)
Компоновка низа бурильной колонны

Таблица Ж.1 – Проектирование КНБК для интервала бурения под направление

№	Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Назначение
				Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
1	2	3	4	5	6	7
Бурение под направление (0–30 м)						
1	III 490,0 М-ЦГВ	300	0,4	3-177	Ниппель	Бурение вертикального участка под направление, проработка ствола перед спуском направления.
2	Переводник М-177/177	84	0,52	3-177	Муфта	
				3-171	Муфта	
3	УБТС1-229х90	3276	12	3-171	Ниппель	
				3-171	Муфта	
4	Переводник П-171/147	45	0,52	3-171	Ниппель	
				3-147	Муфта	
5	УБТС1-178х80	1872	12	3-147	Ниппель	
				3-147	Муфта	
6	Переводник Н-147/133	37	0,48	3-147	Ниппель	
				3-133	Ниппель	
7	ТБПК-127х9,19 М	401,64	12	3-133	Муфта	
				3-133	Ниппель	
Σ		6016	37,93			

Таблицы Ж.2 - Проектирование КНБК для интервала бурения под кондуктор

№	Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Назначение
				Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
1	2	3	4	5	6	7
Бурение под кондуктор (30-704 м)						
1	БИТ 393,7 В 419 ТСП	176	0,455	3-171	Ниппель	Бурение интервала под кондуктор, набора угла, интервала стабилизации, проработка ствола перед спуском кондуктора.
2	Переводник П-171/177	84	0,52	3-171	Муфта	
				3-177	Ниппель	
3	8К-393,7 МС	473	1,3	3-177	Муфта	
				3-177	Ниппель	
4	Переводник П-177/152	47	0,52	3-177	Муфта	
				3-152	Ниппель	
5	ДРУ-240 РС (7/8)	2290	9,49	3-152	Муфта	
				3-171	Муфта	
6	КОБ-203 РС	71	0,53	3-171	Ниппель	
				3-171	Муфта	
7	Переводник Н-177/171	84	0,52	3-171	Ниппель	
				3-171	Ниппель	
8	Клапан переливной ПК-240 РС	90	0,46	3-171	Муфта	
				3-171	Ниппель	
9	Переводник М-177/149	47	0,52	3-171	Муфта	
				3-149	Муфта	
10	НУБТ-203х71 с ТМС «COMPASS»	2082	9,45	3-149	Ниппель	
				3-149	Муфта	
11	НУБТ-203х71	2082	9,45	3-149	Ниппель	
				3-149	Муфта	
12	Переводник П-149/122	38	0,48	3-149	Ниппель	
				3-122	Муфта	

Окончание таблицы Ж.2

1	2	3	4	5	6	7
13	УБТ-165х71	8160	60	3-122	Ниппель	
				3-122	Муфта	
14	Переводник П-122/133	34	0,48	3-122	Ниппель	
				3-133	Муфта	
15	ТБПК-127х9,19 М	20484	612	3-133	Ниппель	
				3-133	Муфта	
16	Переводник П-133/121	38	0,48	3-133	Ниппель	
				3-121	Муфта	
17	СВП «WARRIOR» 250P14	6123	-	3-121	Ниппель	
Σ		42365	706			

Таблица Ж.3 - Проектирование КНБК для интервала бурения под техническую колонну

№	Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Назначение
				Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
1	2	3	4	5	6	7
Бурение под ТК (704 - 2066 м)						
1	БИТ 295,3 ВТ 619 ТСВ	90	0,4	3-152	Ниппель	Бурение интервала под техническую колонну, набор угла, интервал стабилизации, проработка ствола перед спуском технической колонны
2	8КС 295,3 СТ	280	0,9	3-152	Муфта	
				3-152	Ниппель	
3	ДРУ-210РС (7/8)	1505	7,68	3-152	Муфта	
				3-152	Муфта	
4	Переводник П-152/171	47	0,52	3-152	Ниппель	
				3-171	Муфта	

Окончание таблицы Ж.3

1	2	3	4	5	6	7
5	КОБ-203 РС	65	0,5	3-171	Ниппель	
				3-171	Муфта	
6	Переводник Н-171/152	47	0,52	3-171	Ниппель	
				3-152	Ниппель	
7	Клапан переливной КП-210 РС	80	0,46	3-152	Муфта	
				3-152	Ниппель	
8	Переводник М-152/149	38	0,48	3-152	Муфта	
				3-149	Муфта	
9	НУБТ-203х71 с ТМС «COMPASS»	2082	9,45	3-149	Ниппель	
				3-149	Муфта	
10	НУБТ-203х71	2082	9,45	3-149	Ниппель	
				3-149	Муфта	
11	Переводник П-149/122	45	0,48	3-149	Ниппель	
				3-122	Муфта	
12	УБТ-165х71	8160	60	3-122	Ниппель	
				3-122	Муфта	
13	Переводник П-122/133	38	0,48	3-122	Ниппель	
				3-133	Муфта	
14	ТБПК-127х9,19 М	66271	1980	3-133	Ниппель Муфта	
				3-133		
15	Переводник П-133/121	38	0,48	3-133	Ниппель	
				3-121	Муфта	
16	СВП «WARRIOR» 250P14	6123	-	3-121	Ниппель	
Σ		86953	2071			

Таблица Ж.4 - Проектирование КНБК для интервала бурения под эксплуатационную колонну

№	Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Назначение
				Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
1	2	3	4	5	6	7
Бурение под ЭК (2066 - 3474 м)						
1	БИТ 220,7 ВТ 613 УСВ	47	0,3	3-117	Ниппель	Бурение интервала под эксплуатационную колонну, интервал стабилизации, набор угла, проработка ствола перед спуском эксплуатационной колонны
2	1КС 215,9 СТ	60	0,6	3-117	Муфта	
				3-117	Ниппель	
3	ДРУ1-195РС (6/7)	1366	7,99	3-117	Муфта	
				3-152	Муфта	
4	Переводник П-152/147	47	0,52	3-152	Ниппель	
				3-147	Муфта	
5	КОБ-178 РС	80	0,73	3-147	Ниппель	
				3-147	Муфта	
6	Переводник Н-147/147	47	0,52	3-147	Ниппель	
				3-147	Ниппель	
7	Клапан переливной КП-172 РС	78	0,49	3-147	Муфта	
				3-147	Ниппель	
8	Переводник М-147/133	80	0,92	3-147	Муфта	
				3-133	Муфта	
9	НУБТ-178х71 с ТМС «COMPASS»	1525	9,45	3-133	Ниппель	
				3-133	Муфта	
10	НУБТ-178х71	1525	9,45	3-133	Ниппель	
				3-133	Муфта	
11	ТБПК-127х9,19 М	10041	300	3-133	Ниппель	
				3-133	Муфта	
12	ТБТ-127х76	4768	64	3-133	Ниппель	
				3-133	Муфта	

Окончание таблицы Ж.4

1	2	3	4	5	6	7
13	ЯГБ-172	314	21,42	3-133	Ниппель	
				3-133	Муфта	
14	ТБТ-127х76	4768	64	3-133	Ниппель	
				3-133	Муфта	
15	ТБПК-127х9,19 М	100811	3012	3-133	Ниппель	
				3-133	Муфта	
16	Переводник П-133/121	38	0,48	3-133	Ниппель	
				3-121	Муфта	
17	СВП «WARRIOR» 250P14	6123	-	3-121	Ниппель	
Σ		131668	3480			

Таблица Ж.5 - Проектирование КНБК для интервала бурения под хвостовик

№	Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Назначение
				Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
1	2	3	4	5	6	7
Бурение под хвостовик (3474-4196 м)						
1	БИТ 155,6 ВТ 613 УСВ	30	0,3	3-88	Ниппель	Окончание бурения, бурение горизонтального участка под хвостовик
2	ДОТЗ-106РС	440	6,42	3-88	Муфта	
				3-88	Муфта	
3	КОБ-106РС	33	0,6	3-88	Ниппель	
				3-88	Муфта	
4	Переводник Н-88/88	30	0,4	3-88	Ниппель	
				3-88	Ниппель	
5	Клапан переливной ПК-106РС	21	0,4	3-88	Муфта	
				3-88	Ниппель	
6	Переводник М-88/94	30	0,4	3-88	Муфта	
				3-94	Муфта	
7	НУБТ-121х57 с ТМС «COMPASS»	690	9,45	3-94	Ниппель	
				3-94	Муфта	
8	НУБТ-121х57	690	9,45	3-94	Ниппель	
				3-94	Муфта	
9	Переводник П-94/86	30	0,4	3-94	Ниппель	
				3-86	Муфта	
10	ТБПН-89х11 М	22592	876	3-86	Ниппель	
				3-86	Муфта	
12	ТБТ-89х51	3564	48	3-86	Ниппель	
				3-86	Муфта	
13	Переводник Н-86/86	30	0,4	3-86	Ниппель	
				3-86	Ниппель	

Окончание таблицы Ж.5

1	2	3	4	5	6	7
14	4ГУМ-105М	125	27,5	3-86	Муфта	
				3-86	Ниппель	
15	Переводник М-86/86	30	0,4	3-86	Муфта	
				3-86	Муфта	
16	ТБТ-89х51	2970	40	3-86	Ниппель	
				3-86	Муфта	
17	ТБПН-89х11 М	82010	3180	3-86	Ниппель	
				3-86	Муфта	
18	Переводник П-86/121	38	0,48	3-86	Ниппель	
				3-121	Муфта	
19	СВП «WARRIOR» 250P14	6123	-	3-121	Ниппель	
Σ		119439	4200			

Приложение И (Обязательное)

Расчеты потребного количества бурового раствора и расчет химических реагентов

Таблица И.1 Расчет потребного количества бурового раствора по интервалам

Направление Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
0	30	30	490,0	-	1,45	8,2
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						0,3
Расчетные потери бурового раствора при очистке						6,4
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						0,1
Объем раствора в конце бурения интервала						15,0
Объем раствора к приготовлению:						60,0
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						26,6
Кондуктор Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
30	704	674	295,3	406,0	1,45	121,2
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						6,0
Расчетные потери бурового раствора при очистке						96,6
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						2,8
Объем раствора в конце бурения интервала						226,6
Общая потребность бурового раствора на интервале:						271,6
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						26,6
Объем раствора к приготовлению:						245,0
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						0
Техническая колонна Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
704	2066	1362	295,3	306,9	1,10	131,5
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						7,8
Расчетные потери бурового раствора при очистке						84,8
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						6,9
Объем раствора в конце бурения интервала						231,0
Общая потребность бурового раствора на интервале:						276,0
Объем раствора к приготовлению:						276,0
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						70,6

Окончание таблицы И.1

Эксплуатационная колонна Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
20 66	3474	1408	220,7	228,7	1,15	101,6
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						8,7
Расчетные потери бурового раствора при очистке						52,4
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						9,8
Объем раствора в конце бурения интервала						172,5
Общая потребность бурового раствора на интервале:						279,1
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						70,6
Объем раствора к приготовлению:						208,5
Хвостовик Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
34 74	4196	722	155,6	156,4	1,25	47,6
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						3,8
Расчетные потери бурового раствора при очистке						14,6
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						9,8
Объем раствора в конце бурения интервала						75,8
Общая потребность бурового раствора на интервале:						128,4
Объем раствора к приготовлению:						128,4

Таблица И.2 Результаты расчета потребности химических реагентов по интервалам.

Материал	Назначение	Упаков- ка ед. изм.	Потребное количество реагентов						
			напра- вление	кондук- тор	ТК	ЭК	хвосто- вик	итого	
			кг,л	кг	кг	кг	кг	кг	уп
NaOH	Регулирование кислотности среды	25	60	245	124	126	256	811	33
BENTOLUX	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	1000	3900	8575	2484	2512	0	17471	18
Na ₂ CO ₃	Связывание ионов кальция и магния	25	60	245	276	279	0	860	35
«Osno-Desco CA»	Снижение вязкости раствора при попадании глин и диспергируемой твердой фазы	25	60	0	0	0	0	60	3
Seurve FL	Стабилизатор, регулятор фильтрации, инкапсулятор	25	0	31	0	0	0	31	2
PAC HV	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	25	0	490	110	112	0	712	29
НТФ		25	0	9	0	0	0	9	1
«Atren-FK»	Снижение коэффициента трения в скважине	1000	0	1225	2622	2651	2568	9066	10
ПАВ	Снижение поверхностного натяжения на границе фаз	25	0	0	149	108	0	257	11
Poly-plus DRY	Инкапсулятор, стабилизатор, регулятор фильтрации	25	0	0	36	36	0	72	3
CaCO ₃	Регулирование плотности	1000	0	0	0	0	6420	6420	7
Ксантановая камедь	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	25	0	0	0	0	449	449	18
KCL	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	1000	0	12250	0	0	5136	5136	6
«Reasil»	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	1000	0	0	0	0	10272	17386	18
«Биоцидол»	Защита от микробиологической деструкции	25	0	0	0	0	58	58	3
«Пента – 461»	Предотвращение пенообразования	25	0	49	0	0	58	107	5
Барит	Регулирование плотности	1000	10752	16660	41124	30143	0	98679	99
PAC LV	Регулятор фильтрации	1000	0	1960	166	167	0	2293	3
Крахмал	Регулятор фильтрации	1000	0	0	0	0	2182	2182	3

Приложение К (обязательное)

Финансовые расчеты по строительству скважины

Таблица К.1 – Матрица SWOT

	<p><i>Сильные стороны проекта:</i></p> <p>S_1 – сокращение сроков строительства скважины;</p> <p>S_2 – богатые природные минерально-сырьевые запасы;</p> <p>S_3 – минимальное загрязнение ПЗП за счет конструкции открытого забоя;</p> <p>S_4 – эффективное бурение интервала под ЭК за счет использования РУС;</p> <p>S_5 – большая зона дренирования пласта;</p>	<p><i>Слабые стороны проекта:</i></p> <p>W_1 – необходимость в квалифицированном персонале;</p> <p>W_2 – высокая стоимость производимых работ;</p> <p>W_3 – сложность прокладки скважины;</p> <p>W_4 – большая материалоемкость;</p> <p>W_5 – относительно большая протяженность горизонтального участка ствола;</p>
<p><i>Возможности:</i></p> <p>O_1 – высокий уровень спроса на энергоносители;</p> <p>O_2 – использование современного оборудования;</p> <p>O_3 – обеспечение занятости населения Тамской области;</p> <p>O_4 – ограниченность мировых запасов углеводородных ресурсов;</p> <p>O_5 – создание благоприятных условий для жизнедеятельности буровой бригады;</p>	<p>1 – $S_1O_1O_2$</p> <p>2 – $S_2O_1O_2O_3O_4$</p> <p>3 – $S_3O_2O_4$</p> <p>4 – $S_4S_5O_2$</p>	<p>1 – $W_1O_1O_2O_3O_4$</p> <p>2 – $W_2W_4O_2O_4$</p> <p>3 – $W_5O_1O_2O_4$</p>
<p><i>Угрозы:</i></p> <p>T_1 – угроза загрязнения окружающей среды;</p> <p>T_2 – сложные метеорологические условия;</p> <p>T_3 – сложные геологические условия;</p> <p>T_4 – технологические риски;</p> <p>T_5 – риск техногенных аварий;</p>	<p>1 – $S_1T_1T_4T_5$</p> <p>2 – S_5T_5</p>	<p>1 – $W_1T_4T_5$</p> <p>2 – $W_3W_5T_1T_4T_5$</p>

Таблица К.2 – Нормативная карта строительства скважины

Наименование работ	Тип и размер долота	Интервал бурения, м		Норма		Проходка в интервале, м	Количество долблений, шт.	Время механического бурения, сут	СПО и прочие работы (исп. СВП), сут	Всего, сут
		от	до	проходка на долото, м	время бурения 1м, ч					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Вышкомонтажные работы										45,00
Подготовительные работы к бурению										4,00
Бурение под направление (490,0 мм)	III 490,0 М-ЦГВ	0	30	500	0,03	30	0,06	0,0375	0,00292	0,04
Промывка (ЕНВ)										0,001
Наращивание (ЕНВ)										0,003
Смена долот (ЕНВ)										0,010
ПЗР к СПО (ЕНВ)										0,018
Установка, вывод, разборка и сборка УБТ (ЕНВ)										0,063
Крепление (ЕНВ)										0,918
Ремонтные работы (ЕНВ)										0,06
Смена вахт (ЕНВ)										0,013
Итого:							0,06	0,0375	0,00292	1,125
Бурение под кондуктор (393,7 мм)	БИТ 393,7 В 419 ТСП	30	704	5000	0,032	674	0,13	1,0812	0,1079	1,189
Промывка (ЕНВ)										0,013
Наращивание (ЕНВ)										0,063
Смена долот (ЕНВ)										0,010
ПЗР к СПО (ЕНВ)										0,018
Установка, вывод, разборка и сборка УБТ (ЕНВ)										0,061
Крепление (ЕНВ)										2,083
ПГИ (ЕНВ)										0,233
Ремонтные работы (ЕНВ)										0,205
Смена вахт (ЕНВ)										0,038
Итого:							0,13	1,0812	0,1079	3,914

Продолжение таблицы К.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Бурение под техническую колонну (295,3 мм)	БИТ 295,3 ВТ 619 TCB	704	2066	5000	0,07	1362	0,27	3,943	0,212	4,155
Промывка (ЕНВ)										0,087
Наращивание (ЕНВ)										0,079
Смена долот (ЕНВ)										0,014
ПЗР к СПО (ЕНВ)										0,022
Установка, вывод, разборка и сборка УБТ (ЕНВ)										0,034
Крепление (ЕНВ)										2,669
ПГИ (ЕНВ)										0,516
Ремонтные работы (ЕНВ)										0,203
Смена вахт (ЕНВ)										0,055
Итого:							0,27	3,943	0,212	7,835
Бурение под эк. колонну (220,7 мм)	БИТ 220,7 ВТ 613 UCS	2066	3474	5000	0,09	1408	0,28	4,631	0,443	5,075
Промывка (ЕНВ)										0,159
Наращивание (ЕНВ)										0,119
Смена долот (ЕНВ)										0,008
ПЗР к СПО (ЕНВ)										0,014
Установка, вывод, разборка и сборка УБТ (ЕНВ)										0,149
Крепление (ЕНВ)										2,988
ПГИ (ЕНВ)										0,338
Ремонтные работы (ЕНВ)										0,234
Смена вахт (ЕНВ)										0,040
Итого:							0,28	4,631	0,443	9,123

Окончание таблицы К.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Бурение под хвостовик (127мм)	БИТ 98,4 ВТ 613 УСВ	3474	4196	5000	0,09	722	0,15	3,2625	0,585	3,848
Промывка (ЕНВ)										0,180
Наращивание (ЕНВ)										0,041
Смена долот (ЕНВ)										0,008
ПЗР к СПО (ЕНВ)										0,014
Установка, вывод, разборка и сборка УБТ (ЕНВ)										0,149
Крепление (ЕНВ)										1,479
ПГИ (ЕНВ)										0,524
Ремонтные работы (ЕНВ)										0,260
Смена вахт (ЕНВ)										0,040
Итого:							0,5	3,2625	0,585	6,543
Испытание скважины на продуктивность										10,350

Таблица К.3 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы		Направление 426,0 мм		Кондуктор 323,9 мм		ТК 244,5 мм		ЭК 177,8 мм		Хвостовик. 127мм	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Затраты зависящие от времени														
Повременная з/п буровой бригады	сут	129,15	4	516,60	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%			-	175,64	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п буровой бригады	сут	138,19	-	0,00	0,04	5,53	1,19	164,31	4,16	574,18	5,08	701,31	3,85	531,76
Социальные отчисления, 30%			-	0,00	-	1,88	-	55,86	-	195,22	-	238,45	-	159,53
Повременная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,60	4	46,40	0,04	0,46	1,19	13,79	4,16	48,20	5,08	58,87	3,85	44,64
Социальные отчисления, 30%			-	15,78	-	0,16	-	4,69	-	16,39	-	20,02	-	13,39
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	14,40	-	-	0,04	0,58	1,19	17,12	4,16	598,83	5,08	73,08	3,85	55,41
Социальные отчисления, 30%			-	-	-	0,20	-	5,82	-	20,34	-	24,85	-	16,62
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	4	1011,44	0,04	10,11	1,19	300,56	4,16	1050,63	5,08	1283,26	3,85	973,01
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	сут	1433,00	4	5732,00	0,04	57,32	1,19	1703,84	4,16	5954,12	5,08	7272,48	3,85	5514,18
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	153,75	4	615,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	224,60	-	-	-	-	1,19	267,05	4,16	933,21	5,08	1139,85	3,85	864,26
Прокат ВЗД	сут	19,46	4	77,84	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Прокат ВЗД	сут	92,66	-	-	-	-	1,19	110,17	4,16	385,00	5,08	470,25	3,85	356,56
Прокат ВЗД при наличии станков до 10 и пребывании на забое до 25 %.	сут	240,95	-	-	-	-	-	-	-	-	5,08	1222,82	3,85	927,18
Эксплуатация ДВС	сут.	8,90	4	35,60	0,04	2,40	1,19	10,58	4,16	36,98	5,08	45,17	3,85	34,25
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении.	сут.	7,54	-	-	0,04	0,30	1,19	8,97	4,16	31,33	5,08	38,27	3,85	29,01

Продолжение таблицы К.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Плата за подключенную мощность.	кВт/сут	149,48	-	-	0,04	5,98	1,19	177,73	4,16	621,09	5,08	758,61	3,85	575,20
Плата за эл/эн. при двухставочном тарифе.	кВт/сут	45,54	4	182,16	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Плата за эл/эн. при двухставочном тарифе.	кВт/сут	107,93	-	0,00	0,04	4,32	1,19	128,33	4,16	448,45	5,08	547,74	3,85	415,31
Эксплуатация трактора	сут	33,92	4	135,68	0,04	1,36	1,19	40,33	4,16	140,94	5,08	172,14	3,85	130,52
Автомобильный спец транспорт	сут	100,40	4	401,60	0,04	4,02	1,19	119,38	4,16	417,16	5,08	509,53	3,85	386,34
Амортизация кухни-столовой	сут.	5,53	4	22,12	0,04	0,22	1,19	6,58	4,16	22,98	5,08	28,06	3,85	21,28
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,29	4	677,16	0,04	6,77	1,19	201,29	4,16	703,40	5,08	859,15	3,85	651,43
Порошок бентонитовый марки Б	т	75,40	-	-	17,00	1281,80	22,00	1658,80	-	-	-	-	-	-
Сода каустическая	т	875,20	-	-	0,01	8,75	0,12	105,02	-	-	-	-	-	-
Сода кальцинированная марки	т	183,30	-	-	0,02	3,67	0,22	40,78	-	-	-	-	-	-
KCl	т	215,60	-	-	0,02	5,12	0,26	56,44	-	-	-	-	-	-
Polypac R, Polypac ELV	т	983,00	-	-	0,50	491,50	0,50	491,50	-	-	-	-	-	-
Полиаминированная жирная кислота EZ-MUL	т	1054,10	-	-	-	-	-	-	5,00	5270,50	5,00	5270,50	5,00	5270,50
Мраморная крошка (фракции 150)	т	198,60	-	-	10,00	1986,00	10,00	1986,00	10,00	1986,00	15,00	2979,00	15,0	2979,00
BARABLOK	т	1491,20	-	-	-	-	-	-	4,50	6710,40	0,50	745,60	0,50	745,60
Транспортировка материалов и запчастей до 250 км, т	т	0,35	6	2,32	4,00	1,40	3,20	1,12	6,00	2,10	12,00	4,20	12	4,2
ВЗД и ГСМ до 250 км	т	16,68	-	-	-	-	11,20	186,82	10,60	176,81	18,00	300,24	10,6	176,81
материалов 4 группы и хим. реагентов до 250 км	т	20,08	-	-	27,53	552,80	32,84	659,48	25,50	512,04	20,50	411,64	43,10	865,45
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб				9647,34		4432,64		8522,44		26317,3		25175,1		21741,43
Затраты зависящие от объема работ														
490,0 GRD111	шт.	2686,40	-	-	1,00	2686,40	-	-	-	-	-	-	-	-
БИТ 393,7 В 419 TCP	шт	4852,70	-	-	-	-	1,00	4852,70	-	-	-	-	-	-
БИТ 295,3 ВТ 619 TCB	шт	5234,40	-	-	-	-	-	-	1,00	5234,40	-	-	-	-
БИТ 220,7 ВТ 613 UCSB	шт	8845,60	-	-	-	-	-	-	-	-	1,00	8845,60	-	-
БИТ 98,4 ВТ 613 UCSB	шт	6971,20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,00	6971,20
Калибратор 393,7	шт.	495,40	-	-	-	-	1,00	495,40	-	-	-	-	-	-
Калибратор 295,3	шт.	458,90	-	-	-	-	-	-	1,00	458,90	-	-	-	-
Транспортировка труб	т	4,91	0	0,00	18,40	90,34	24,80	121,77	48,60	238,63	60,90	299,02	98,3	482,65
Транспортировка долот	т	6,61	0	0,00	1,00	6,61	1,00	6,61	1,00	6,61	1,00	6,61	1,00	6,61
Перевозка вахт автотранспортом	сут.	1268,0												

Окончание таблицы К.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Итого по затратам зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт, руб		0,00		0,00		2783,35		5476,48		5938,54		9151,23		7460,46
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб				9647,34		8957,63		15640,65		28086,83		27965,5		22000,07
Всего по сметному расчету, руб	222483													

Таблица К.4 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Направление 426,0 мм		Кондуктор 323,9 мм		Техническая колонна 244,5 мм		ЭК 177,8 мм		Хвостовик 127мм	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Затрат зависящие от времени												
Оплата труда буровой бригады	сут	129,15	0,92	118,56	2,08	269,02	2,67	344,70	2,99	385,84	1,48	191,01
Социальные отчисления, 30%				35,57		80,71		103,41		115,75		57,30
Оплата труда доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,60	0,92	10,65	2,08	24,16	2,67	30,96	2,99	34,66	1,48	17,16
Социальные отчисления, 30%				3,19		7,25		9,29		10,40		5,15
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	сут	7,54	0,92	6,92	2,08	15,71	2,67	20,12	2,99	22,53	1,48	11,15
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение)	сут	252,86	0,92	232,13	2,08	526,71	2,67	674,88	2,99	755,42	1,48	373,98
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин	сут	1433,00	0,92	1315,49	2,08	2984,94	2,67	3824,68	2,99	4281,09	1,48	2119,41
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении	сут	419,40	0,92	385,01	2,08	873,61	2,67	1119,38	2,99	1252,96	1,48	620,29
Плата за подключенную мощность	сут	138,89	0,92	127,50	2,08	289,31	2,67	370,70	2,99	414,93	1,48	205,42
Плата за эл/энергию при 2-х ставочном тарифе	сут	100,84	0,92	92,57	2,08	210,05	2,67	269,14	2,99	301,26	1,48	149,14
Эксплуатация ДВС	сут	8,90	0,92	8,17	2,08	18,54	2,67	23,75	2,99	26,59	1,48	13,16
Автомобильный спец транспорт до 250 км	сут	100,40	0,92	92,17	2,08	209,13	2,67	267,97	2,99	299,95	1,48	148,49
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,29	0,92	155,41	2,08	352,63	2,67	451,84	2,99	505,75	1,48	250,38
Эксплуатация бульдозера	сут	18,40	0,92	16,89	2,08	38,33	2,67	49,11	2,99	54,97	1,48	27,21
Эксплуатация трактора	сут	33,92	0,92	31,14	2,08	70,66	2,67	90,53	2,99	101,34	1,48	50,17
Транспортировка оборудования устья скважины	т	8,21	6,00	49,26	21,00	172,41	16,00	131,36	5,00	41,05	5,00	41,05

Продолжение таблицы К.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Башмак колонный БК-426	шт	100,50	1,00	100,50	-	-	-	-	-	-	-	-
Башмак колонный БК-324	шт	85,50	-	-	1,00	85,50	-	-	-	-	-	-
Башмак колонный БК-245	шт	65,00	-	-	-	-	1,00	65,00	-	-	-	-
Башмак колонный БК-168	шт	45,50	-	-	-	-	-	-	1,00	45,50	-	-
Башмак колонный БК-127	шт	32,00	-	-	-	-	-	-	-	-	1,00	32,00
Центратор ЦЦ-324/364	шт	31,20	-	-	17,00	530,40	-	-	-	-	-	-
Центратор ЦЦ-245/294	шт	25,40	-	-	-	-	44,00	1117,60	-	-	-	-
Центратор ЦЦ-178/218	шт	18,70	-	-	-	-	-	-	69,00	1290,30	-	-
Центратор ЦЦ-127/167	шт	14,90	-	-	-	-	-	-	-	-	27,00	402,30
ЦОКДМ-426	шт	140,50	1,00	140,50	-	-	-	-	-	-	-	-
ЦОКДМ-323	шт	125,60	-	-	1,00	125,60	-	-	-	-	-	-
ЦКОД-245	шт	113,10	-	-	-	-	1,00	113,10	-	-	-	-
ЦКОД-177	шт	108,10	-	-	-	-	-	-	2,00	216,20	-	-
Продавочная пробка ПП-324-350	шт	90,30	1,00	90,30	-	-	-	-	-	-	-	-
Продавочная пробка ПП-324-351	шт	80,50	-	-	1,00	80,50	-	-	-	-	-	-
Продавочная пробка ПП-219-245	шт	59,15	-	-	-	-	1,00	59,15	-	-	-	-
Продавочная пробка ППЦ-126-168	шт	30,12	-	-	-	-	-	-	1,00	30,12	1,00	30,12
ПХЦЗ.127/178	шт	700,00	-	-	-	-	-	-	-	-	1,00	700,00
Головка цементировочная ГЦУ-426	шт	4530,00	1,00	4530,00	-	-	-	-	-	-	-	-
Головка цементировочная ГЦУ-324	шт	3960,00	-	-	1,00	3960,00	-	-	-	-	-	-
Головка цементировочная ГЦУ-245	шт	3320,00	-	-	-	-	1,00	3320,00	-	-	-	-
Головка цементировочная ГЦУ-178	шт	2980,00	-	-	-	-	-	-	1,00	2980,00	-	-
Головка цементировочная ГЦУ-179	шт	2330,00	-	-	-	-	-	-	-	-	1,00	2330,00
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб				7541,93		10925,15		12456,7		13166,6		5444,90
Затрат зависящие от объема работ												
Обсадные трубы 426х9,0	м	44,67	30,0	1340,10	-	-	-	-	-	-	-	-
Обсадные трубы 324х9,5	м	37,21	-	-	840,00	31256,40	-	-	-	-	-	-
Обсадные трубы 245х7,6	м	28,53	-	-	-	-	2200,00	62766,00	-	-	-	-
Обсадные трубы 177х9,2	м	21,47	-	-	-	-	-	-	2580,00	55392,60	-	-
Обсадные трубы 177х10,4	м	26,67	-	-	-	-	-	-	670,00	17868,9	-	-
Обсадные трубы 127х7,5	м	14,26	-	-	-	-	-	-	-	-	1100	15686,0
Портландцемент тампонажный ПЦТ-I-50	т	26,84	2,79	74,88	25,87	694,35	-	-	-	-	-	-
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-II-150	т	29,95	-	-	-	-	14,10	422,30	22,00	658,90	18,20	545,10

Окончание таблицы К.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ- III – об-6-50		32,00	-	-	-	-	26,50	848,00	6,30	201,60	11,00	352,00
Заливка колонны, тампонажный цех	агр/оп	145,99	2,00	291,98	3,00	437,97	5,00	729,95	5,00	729,95	5,00	729,95
Затворение цемента, тампонажный цех, т		6,01	2,79	16,77	25,87	155,48	40,60	244,01	28,30	170,08	29,20	175,49
Работа ЦСМ, тампонажный цех, ч	ч	36,40	1,00	36,40	1,10	40,04	1,50	54,60	2,00	72,80	2,20	80,08
Опресовка колонны, тампонажный цех,	агр/оп	87,59	1,00	87,59	1,00	87,59	1,00	87,59	1,00	87,59	1,00	87,59
Работа КСКЦ 01, тампонажный цех	агр/оп	80,60	-	-	-	-	1,00	80,60	1,00	80,60	1,00	80,60
Пробег ЦА-320М	км	36,80	3,00	110,40	8,50	312,80	14,00	515,20	14,00	515,20	14,00	515,20
Пробег УС6-30	км	36,80	1,00	36,80	3,00	110,40	4,00	147,20	5,00	184,00	5,00	184,00
Пробег КСКЦ 01	км	40,80	-	-	-	-	1,00	40,80	1,00	40,80	1,00	40,80
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех	ч	15,49	10,0	154,90	16,00	247,84	24,00	371,76	24,00	371,76	24,00	371,76
Транспортировка обсадных труб	т	18,76	2,23	41,83	34,80	652,85	80,40	1508,30	46,50	872,34	10,50	196,98
Транспортировка обсадных труб запаса	т	37,52	0,50	18,76	7,50	281,40	14,00	525,28	3,00	112,56	3,00	112,56
Перевозка вахт автотранспортом	сут.	268,00	6351,60									
Итого затрат зависящих от объема бурения, без учета транспорнировки вахт, руб			870,32		34277,12		68341,59		77359,68		19158,10	
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб	200006,80											
Всего по сметному расчету, руб	255893,64											

Таблица К.5 – Сводный сметный расчет с индексом удорожания для Томской области на январь 2019 г.

№ п/п	Наименование работ и затрат	Сумма цен 1984 года, руб.	Сметная стоимость в текущих ценах всего, руб
1	2	3	4
1	Глава 1. Подготовительные работы к строительству скважины		
1.1	Подготовка площадки, строительство подъездного пути	78 997	17 059 402
1.2	Техническая рекультивация	12 364	2 670 006
1.3	Разборка трубопроводов, линий передач и пр.	2 295	495 605
	Итого по главе 1	93 656	20 225 013
2	Глава 2. Строительство вышки, привышечных сооружений, монтаж бурового оборудования		
2.1	Строительство и монтаж	177 994	38 437 804
2.2	Разборка и демонтаж	11 351	2 451 248
2.3	Монтаж оборудования для испытания	13 905	3 002 785
2.4	Демонтаж оборудования для испытания	1 674	361 500
	Итого по главе 2	204 924	44 253 338
3	Глава 3. Бурение и крепление скважины		
3.1	Бурение скважины	222 483	48 045 098
3.2	Крепление скважины	255 894	55 260 231
	Итого по главе 3	478 376	103 305 330
4	Глава 4. Испытание скважины на продуктивность		
4.1	Испытание в процессе бурения	14 037	3 031 290
4.2	Консервация скважины	6 872	1 484 008
4.3	Ликвидация скважины	8 080	1 744 876
	Итого по главе 4	28 989	6 260 175
5	Глава 5. Промыслово-геофизические работы		
	Затраты на промыслово-геофизические работы, 11% от глав 3 и 4	55 810	12 052 205
	Итого по главе 5	55 810	12 052 205
6	Глава 6. Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время		
6.1	Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время , 5,4% от глав 1 и 2	16 132	3 481 831
6.2	Снегоборьба, 0,4% от глав 1 и 2	11 943	2 579 134
6.3	Эксплуатация котельной установки	30 610	6 610 229
	Итого по главе 6	58 677	12 671 194

Окончание таблицы К.5

1	2	3	4
7	Глава 7. Накладные расходы		
7.1	Накладные расходы, 25% на итог прямых затрат	230 108	39 157 149
1	Итого по главе 7	230 108	39 157 149
8	Глава 8. Плановые накопления		
8.1	Плановые накопления, 8% на итог прямых затрат и накладных расходов	92 043	11 896 220
	Итого по главе 8	92 043	11 896 220
	ИТОГО по главам 1-8	1 242 583	249 820 625
9	Глава 9. Прочие работы и затраты		
9.1	Премии и прочие доплаты, 24,5%	304 433	6 645 229
9.2	Вахтовые надбавки, 4,4%	54 674	1 324 049
9.3	Северные надбавки 2,98%	37 029	7 444 655
9.4	Промыслово-геофизические работы	-	14 200 000
9.7	Изготовление керновых ящиков	-	22 086
9.8	Авиатранспорт	-	3 975 000
9.9	Транспортировка вахт автотранспортом	-	136 000
9.10	Бурение скважины на воду	-	870 600
9.11	Перевозка вахт до г. Томска	-	112 000
9.12	Услуги связи на период строительства скважины	-	25 300
	Итого прочих работ и затрат	464 135	37 916 674
	ИТОГО по гл 1-9	1 706 718	287 737 299
	Глава 10		
10	Затраты на авторский надзор, 0,2% от итога по главам 1-8	2 485	516 915
	Итого по главе 10		
12	Глава 12		
12.1	Резерв средств на непредвиденные работы и затраты, 5% от итога по гл. 1-10, за вычетом расходов на авиатранспорт	85 336	2 930 395
	Итого по главе 12	82 500	2 710 102
	ИТОГО	1 794 540	290 667 694
	ВСЕГО ПО СМЕТЕ		290 667 694
	НДС		52 320 185
	ВСЕГО с учетом НДС		342 987 879

Таблица К.6 – Расчет эффективности внедрения матричного долота

№ п/п	Показатель	Используемое долото: БИТ 220,7 ВТ 613 УСВ	Внедряемое долото 222,7 FD 616 SM
Исходные данные			
1	Колонна, под которую сооружается интервал	Эксплуатационная	
2	Способ бурения	Гидравлический забойный двигатель	
3	Длина сооружаемого интервала, м	1008	
4	Интервал по стволу, в котором производится бурение, м	2066–3474	
5	Ожидаемая проходка на долото, м	3200	4500
6	Максимальная целесообразная МСП, м/ч	25,5	28
7	Время СПО, ч	13,83	
8	Цена долота в ценах 2018 г., руб	381 600	773 400
Расчет			
9	Длина сооружаемого интервала, м	1235	
10	Количество долблений	$1235/3200 = 0,386$	$1235/4500 = 0,274$
11	Время бурения интервала с максимальной МСП, ч	$1235/25,5 = 48,4$	$1235/28 = 44,1$
12	Время бурения с учетом времени СПО, ч	$48,4 + 13,83 = 62,23$	$44,1 + 13,83 = 57,93$
13	Экономия времени, ч	$62,23 - 57,93 = 4,3$	
14	Стоимость часа эксплуатации буровой установки, руб/ч	45825,4	
15	Эксплуатационные затраты на долото, руб	$381\,600 * 0,386 = 147\,298$	$773\,400 * 0,274 = 211\,912$
16	Эксплуатационные затраты на бурение с учетом времени СПО, руб	$62,23 * 45825,4 = 2\,851\,715$	$44,1 * 45825,4 = 2\,020\,900$
17	Итого эксплуатационных затрат, руб	$147\,298 + 2\,851\,715 = 2\,999\,013$	$211\,912 + 2\,020\,900 = 2\,232\,812$
18	Экономия эксплуатационных затрат, руб	$2\,999\,013 - 2\,232\,812 = 766\,201$	
19	Экономия себестоимости метра проходки в интервале, руб/м	$766\,201/1235 = 620$	
20	Экономический эффект на долото	$620 * 4500 = 2\,790\,000$	
21	Срок предполагаемой окупаемости вложений, лет	$773\,400/2\,790\,000 = 0,277$	

Приложение Л

(обязательное)

Геолого-технический наряд на строительство скважины

Приложение М

(обязательное)

Компоновка низа бурильной колонны для бурения интервала под эксплуатационную колонну